«Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-зерттеу мен жобалау институты» АҚ

АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»

АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
Председатель правления
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»
_____ Чжао Сяомин
«_____» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»
_____ М.К. Саркытбаев
«_____» _____ 2024 г.

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ

по состоянию на 01.01.2024 г.

Договор № 2405085

Книга I

Генеральный директор, канд. экон. наук — **И.О. Герштанский**

Заместитель генерального директора по разработке месторождений нефти и газа — **О.Ф. Асташкова**

И.о. директора департамента разработки месторождений нефти и газа — **Е.А. Мощенко**

Руководитель работы, старший научный сотрудник — **Г.Т. Аралбаева**

Актау, 2024

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Заместитель генерального директора по разработке месторождений нефти и газа		О.Ф.Асташкова (общее руководство)
И.о. директора департамента разработки месторождений нефти и газа		Е.А.Мощенко (общее руководство)
Руководитель работы, старший научный сотрудник департамента разработки месторождений нефти и газа		Г.Т. Аралбаева (Введение, реферат, гл. 1, 6, 8, разд. 3.2.3, 3.2.5, 3.2.6, 3.3, 3.4. 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель, старший научный сотрудник департамента разработки месторождений нефти и газа		Л.И. Избасарова (гл. 8, разд. 3.2.1, 3.2.2, 3.4, 4.1, 4,3)
Заместитель генерального директора по геологии		В.Э. Шефер (гл. 2, 11, разд. 9.2, 9.4)
Заместитель генерального директора по производству и добыче		С.Н. Избасаров (гл. 6)
Заместитель генерального директора по бурению		Г.А. Белоножкин (гл.7)
Директор департамента геологии нефти и газа		О.М. Курбанова (гл.2, 11, разд. 9.2, 9.4)
Директор департамента добычи нефти и газа		Н.К. Шыныбаев (гл. 6)
Директор департамента НИЛЦ		С.В. Лозовая (разд. 2.3.1 – 2.3.5, 9.3)
Директор департамента контрактов и юридического сопровождения		М.А. Шагырбаева (гл. 5, 12, разд. 4.2)
Директор департамента охраны недр и окружающей среды		Л.У. Ешбаева (гл. 10)

Руководитель направления исследования пластовой нефти и газа научно-исследовательского лабораторного центра	Л.Л. Алькина (разд. 2.3.1 – 2.3.5, 9.3)
Руководитель направления гидрогеологических исследований департамента геологоразведочных работ	М.А. Афанасьева (разд. 2.3.6, 9.4)
Руководитель направления Алматинского отделения департамента геологии нефти и газа	Е.А. Кисляков (разд. 2.1, 2.2, 2.4, 2.5, гл. 11, графические приложения 1-21)
Руководитель направления нефтеотдачи пластов, интенсификациидобычи нефти и борьбы с осложнениями и поддержания пластового давления департамента добычи нефти и газа	Ж.К. Бутантаева (разд. 6.2, 6.5)
Руководитель направления техники и технологии добычи нефти и газа департамента добычи нефти и газа	Л.Д. Арыстанбекова (разд. 6.1)
Главный специалист отдела оценки инвестиций департамента контрактов и юридического сопровождения	Е.С. Пичикьян (гл. 5, 12, разд. 4.2)
Ведущий научный сотрудник направления подсчета запасов нефти и газа	И.Е. Кушнир (разд. 2.2.2, 9.2)
Ведущий специалист отдела оценки инвестиций	Ф.Д. Турнияз (гл. 5, 12, разд. 4.2)
Ведущий специалист направления исследования пластовой нефти и газа НИЛЦ	О.В. Кармаза (разд. 2.3.1 - 2.3.5, 9.3)

Ведущий специалист направления нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и борьбы с осложнениями и поддержания пластового давления департамента добычи нефти и газа		С.Г. Амангалиева (разд. 6.2, 6.5)
Старший научный сотрудник Атырауского отделения департамента добычи нефти и газа		Е.У. Нургалиева (разд. 6.3, 6.4)
Ведущий специалист отдела технологического моделирования нефтяной и газовой промышленности департамента добычи нефти и газа		Д.В. Бабаев (разд. 6.3, 6.4)
Ведущий специалист Алматинского отделения департамента охраны недр и окружающей среды		Д. С. Сыдык (гл. 10)
Младший научный сотрудник департамента разработки месторождений нефти и газа		А.С. Султанова (разд. 3.1, 3.2.4, глава 9)
Старший специалист направления техники и технологии добычи нефти и газа департамента добычи нефти и газа		А.А. Нигметов (разд. 6.1)
Старший специалист департамента бурения		А.Ю. Кулиева (гл. 7)
Нормоконтролер		Л.И. Избасарова

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **20**
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ **26**
ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА **28**
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ **30**
2.1 Характеристика геологического строения *30*
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности *70*
2.3 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и воды *93*
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика *127*
2.5 Запасы нефти и растворенного газа *141*
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ **150**
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности *150*
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения *166*
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов *270*
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки *272*
3.5 Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей *291*
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ **300**
4.1 Технологические показатели вариантов разработки *300*
4.2 Экономические показатели вариантов разработки *384*
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр *503*

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Характеристика продуктивных горизонтов 67
Таблица 2.1.2 – Абсолютные отметки межфлюидных контактов 68
Таблица 2.2.1 - Статистические показатели неоднородности продуктивных горизонтов 70
Таблица 2.2.2 - Характеристика толщин пластов-коллекторов 71
Таблица 2.2.1.2 – Граничные значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов 79
Таблица 2.2.1.3 - Распределение проницаемости пород-коллекторов по керну по диапазонам 79
Таблица 2.2.1.4 – Характеристика отбора керна из продуктивных горизонтов 80
Таблица 2.2.1.5 - Распределение проницаемости пород-коллекторов по керну по диапазонам 81
Таблица 2.2.2.1 -Геолого-технические условия проведения геофизических исследований скважин 82
Таблица 2.2.2.2 – Характеристика пластовой воды 83
Таблица 2.2.2.3 - Комплекс промыслово-геофизических исследований (Виды скважин и методы ГИС) 84
Таблица 2.2.2.4- Оценка качества цементажа в скважине 5031 85
Таблица 2.2.2.5 - Оценка качества цементажа в скважине 5033 85
Таблица 2.2.2.6 - Оценка качества цементажа в скважине 5034 86
Таблица 2.2.2.7 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности 88
Таблица 2.3.1.1 – Месторождение Кумколь. Средние параметры пластовой нефти по объектам разработки по состоянию изученности на 01.01.2024 г. 98
Таблица 2.3.2.1 - Месторождение Кумколь. Свойства пластового газа по состоянию на 01.01.2024 г. 100
Таблица 2.3.3.1 – Месторождение Кумколь. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2024 г. 107
Таблица 2.3.4.1 – Месторождение Кумколь. Характеристика товарной нефти 109
Таблица 2.3.4.2 - Месторождение Кумколь. Физико-химические свойства конденсата по состоянию изученности на 01.01.2024 г. 110
Таблица 2.3.5.1 - Месторождение Кумколь. Компонентный состав растворённого газа по объектам разработки по состоянию на 01.01.2024 г. 113
Таблица 2.3.5.2 – Компонентный состав и свойства промыслового газа 114
Таблица 2.3.6.1 - Месторождение Кумколь. Компонентный состав свободного газа и газа газовых шапок по состоянию изученности на 01.01.2024 г. 116
Таблица 2.3.7.1 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде за 2023 г. (данные с КТ АО «ТП» (Контрактная территория АО «Тургай-Петролеум») 122
Таблица 2.3.7.2 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде за 2023 г. (данные с КТ АО «ПККР» (Контрактная территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»). 123
Таблица 2.3.7.3 – Физико-химические показатели свойств воды за 2023 год месторождения Кумколь (данные с КТ АО «ПККР» (Контрактная территория АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»)) 124
Таблица 2.3.7.4 – Физико-химические показатели свойств воды за 2023 год месторождения Кумколь (данные с КТ АО «ТП» (Контрактная территория АО «Тургай-Петролеум»)) 125
Таблица 2.4.1 – Зависимости проницаемости пород для газа от пористости 128
Таблица 2.4.2 – Поверхностное натяжение, угол смачивания и плотности флюидов, принятые в расчетах 128
Таблица 2.4.3 - Результаты определения насыщенностей, фазовых проницаемостей в конечных точках и коэффициента вытеснения 131

Таблица 2.4.4 – Зависимости фазовых проницаемостей, относительной проницаемости для воды и коэффициента вытеснения нефти водой от проницаемости пород для газа 132
Таблица 2.4.5– Виды и количество специальных исследований керна 133
Таблица 2.4.6 – Поверхностное натяжение, угол смачивания и плотности флюидов, принятые в расчетах 134
Таблица 2.4.7 – Результаты определения смачиваемости. Скважина КР-40..... 137
Таблица 2.4.8 - Результаты определения насыщенностей, фазовых проницаемостей в конечных точках и коэффициента вытеснения нефти водой..... 138
Таблица 2.5.1 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов нефти и растворённого в нефти газа 144
Таблица 2.5.2 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов газа газовых шапок, свободного газа и конденсата..... 147
Таблица 2.5.3 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов этана, пропана, бутанов в растворённом газе 148
Таблица 2.5.4 - Месторождение Кумколь. Подсчёт запасов этана, пропана, бутанов в газе газовых шапок..... 149
Таблица 3.1.2 - Месторождение Кумколь. Территория АО "Тургай-Петролеум". Результаты гидродинамических исследований добывающих скважин методами КВД и КВУ за анализируемый период 2019 - 2023 гг. 151
Таблица 3.1.3 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Результаты гидродинамических исследований нагнетательных скважин методом КПД за анализируемый период 2019- 2023 гг. 158
Таблица 3.1.4 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Количество гидродинамических исследований 159
Таблица 3.1.5 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Результаты исследований МУО..... 160
Результаты обработки КПД по нагнетательным скважинам представлены в таблице 3.1.6. 163
Таблица 3.1.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Результаты гидродинамических исследований нагнетательных скважин методом КПД..... 163
Таблица 3.1.7 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Результаты гидродинамических исследований методом КВД 164
Таблица 3.2.1.1 – Месторождение Кумколь. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г..... 167
Таблица 3.2.1.2 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г. 168
Таблица 3.2.1.3 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Сведения о бездействующем добывающим фонде скважин по состоянию на 01.01.2024 г. 168
Таблица 3.2.1.4 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Сведения о бездействующем нагнетательном фонде скважин по состоянию на 01.01.2024 г. 170
Таблица 3.2.1.5 - Территория АО «ТП». Распределение скважин ОРЗ по объектам по состоянию на 01.01.2024 г. 174
Таблица 3.2.1.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г. 178
Таблица 3.2.1.7 - Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Распределение скважин ОРЗ по горизонтам по состоянию на 01.01.2023 г. 181
Таблица 3.2.2.1 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки за период 2019- 2023 гг. 188
Таблица 3.2.2.2 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки I объекта за период 2019-2023 гг. 192

Таблица 3.2.2.3 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки II объекта за период 2019-2023 гг. 194
Таблица 3.2.2.4 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки III объекта за период 2019-2023 гг. 195
Таблица 3.2.2.5 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки IVобъекта за период 2019-2023 гг. 196
Таблица 3.2.2.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 199
Таблица 3.2.2.7 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». I объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 201
Таблица 3.2.2.8 – Месторождение Кумколь. Территория АО Тургай-Петролеум». II объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 202
Таблица 3.2.2.9 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». III объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 203
Таблица 3.2.2.10 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». IV объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 204
Таблица 3.2.2.11 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 205
Таблица 3.2.2.12 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». I объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 209
Таблица 3.2.2.13 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». II объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 210
Таблица 3.2.2.14 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». III объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 211
Таблица 3.2.2.15 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». IV объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг. 212
Таблица 3.2.2.16 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». IV объект (Юго-Восток). Основные технологические показатели разработки за период 2022-2023 гг. 213
Таблица 3.2.3.1 – Месторождение Кумколь. Проектные и фактические показатели разработки за 2019- 2023 гг. 216
Таблица 3.2.3.2 – Месторождение Кумколь. I объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 217
Таблица 3.2.3.3 – Месторождение Кумколь. II объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 218
Таблица 3.2.3.4 – Месторождение Кумколь. III объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 219
Таблица 3.2.3.5 – Месторождение Кумколь. IV объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 220
Таблица 3.2.3.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 222
Таблица 3.2.3.7 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». I объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2021-2023 гг. 223
Таблица 3.2.3.8 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». II объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 225
Таблица 3.2.3.9 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». III объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 227
Таблица 3.2.3.10 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». IV объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 228
Таблица 3.2.3.11– Месторождение Кумколь. АО «ПККР». Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 233

Таблица 3.2.3.12 – Месторождение Кумколь. АО «ПККР». I объект разработки. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2022 гг. 234
Таблица 3.2.3.13 – Месторождение Кумколь. АО «ПККР». II объект разработки. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2022 гг. 235
Таблица 3.2.3.14 – Месторождение Кумколь.. АО «ПККР». III объект разработки Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 237
Таблица 3.2.3.15 – Месторождение Кумколь. АО «ПККР». IV объект разработки. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг. 239
Таблица 3.2.3.16 – Месторождение Кумколь. АО «ПККР». IV объект разработки. Ю-В часть. Проектные и фактические показатели разработки за 2022 – 2023 гг. 241
Таблица 3.2.4.1 – Месторождение Кумколь. I объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар 242
Таблица 3.2.4.2 – Месторождение Кумколь. II объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар 244
Таблица 3.2.4.3 – Месторождение Кумколь. III объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар 249
Таблица 3.2.4.4 – Месторождение Кумколь. IV объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар 250
Таблица 3.2.4.5 – Месторождение Кумколь. IV (ЮВ) объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар 251
Таблица 3.2.5.1 – Месторождение Кумколь. Основные показатели выработки запасов нефти по состоянию на 01.01.2024 г. 254
Таблица 3.2.5.2 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Основные показатели выработки запасов нефти по состоянию на 01.01.2024 г. 255
Таблица 3.2.5.3 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». I объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов нефти 256
Таблица 3.2.5.4 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». II объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов нефти 257
Таблица 3.2.5.5 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». III объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов нефти 258
Таблица 3.2.5.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». IV объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов 261
Таблица 3.2.5.7– Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Основные показатели выработки запасов нефти по состоянию на 01.01.2024 г. 262
Таблица 3.2.5.8 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». I объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов 263
Таблица 3.2.5.9 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». II объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов 264
Таблица 3.2.5.10 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». III объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов 265
Таблица 3.2.5.11 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». IV объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов 267
Таблица 3.2.6.1 - Сравнение фактических уровней добычи нефти с проектными показателями 269
Таблица 3.4.1.1 – Месторождение Кумколь. Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки 273
Таблица 3.4.1.2 – АО «ПККР». Максимально допустимое значение газового фактора по объектам разработки 278
Таблица 3.4.1.3– АО «ТП». Максимально допустимое значение газового фактора по объектам разработки 278

Таблица 3.4.2.3 – Месторождение Кумколь. Территория ПККР. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки 283
Таблица 3.4.2.4 – Месторождение Кумколь. Территория ТП. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки 284
Таблица 3.5.1 - Технико -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат АО «ПККР 293
Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции АО «ПККР» 293
Таблица 3.5.3 - Технико -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат АО «ТП" 294
Таблица 3.5.4 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции АО "ТП" 294
Таблица 3.5.5 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции 296
Таблица 4.1.1 − Месторождение Кумколь. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 301
Таблица 4.1.2 – Месторождение Кумколь. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 304
Таблица 4.1.3 – Месторождение Кумколь. Объект I. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 307
Таблица 4.1.4 – Месторождение Кумколь. Объект I. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 309
Таблица 4.1.5 – Месторождение Кумколь. Объект II. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 311
Таблица 4.1.6 - Месторождение Кумколь. Объект II. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 314
Таблица 4.1.7 - Месторождение Кумколь. Объект III. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 317
Таблица 4.1.8 - Месторождение Кумколь. Объект III. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 320
Таблица 4.1.9 - Месторождение Кумколь. Объект IV. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 323
Таблица 4.1.10 - Месторождение Кумколь. Объект IV. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 325
Таблица 4.1.11 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Вариант 2. Характеристика фонда скважин 327
Таблица 4.1.12 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 330
Таблица 4.1.13 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект I. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 333
Таблица 4.1.14 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект I. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 335
Таблица 4.1.15 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект II. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 337
Таблица 4.1.16 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект II. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 340
Таблица 4.1.17 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект III. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 343
Таблица 4.1.18 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект III. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 346
Таблица 4.1.19 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект IV. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 349

Таблица 4.1.20 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект IV. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 351
Таблица 4.1.21 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 2. Характеристика фонда скважин 353
Таблица 4.1.22 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 356
Таблица 4.1.24 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект I. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 362
Таблица 4.1.25 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект II. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 364
Таблица 4.1.26 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект II. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 367
Таблица 4.1.27 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект III. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 370
Таблица 4.1.28 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект III. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 373
Таблица 4.1.29 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект IV. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 376
Таблица 4.1.30 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект IV. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 378
Таблица 4.1.31 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект IV. Юго-Восточная. Вариант 2. Характеристика фонда скважин 380
Таблица 4.1.32 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект IV. Юго-Восточная часть. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки 382
Таблица 4.2.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 1. В целом по месторождению .. 387
Таблица 4.2.2.2 - Расчет капитальных вложений. Вариант 2. В целом по месторождению .. 396
Таблица 4.2.2.3 - Расчет капитальных вложений АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2 400
Таблица 4.2.2.4 - Расчет капитальных вложений АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2 405
Таблица 4.2.3.1- Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1 410
Таблица 4.2.3.2- Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2 413
Таблица 4.2.3.3 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2 416
Таблица 4.2.3.4 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2 419
Таблица 4.2.3.5 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1 423
Таблица 4.2.3.6 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2 426
Таблица 4.2.3.7 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. "ПетроКазахстан КумкольРессорсиз" Вариант 2 429
Таблица 4.2.3.8 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2 432
Таблица 4.2.3.9 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1 436
Таблица 4.2.3.10 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2 440

Таблица 4.2.3.11 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстан КумкольРессорсиз" Вариант 2 443
Таблица 4.2.3.12 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2..... 446
Таблица 4.2.3.13 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1 449
Таблица 4.2.3.14 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2 452
Таблица 4.2.3.15 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2 455
Таблица 4.2.3.16 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2..... 458
Таблица 4.2.4.1 - Расчет Дохода государства в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1 465
Таблица 4.2.4.2 - Расчет Дохода государства в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2 468
Таблица 4.2.4.3 - Расчет денежного потока наличности государства в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2 471
Таблица 4.2.4.4 - Расчет денежного потока наличности государства в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2..... 474
Таблица 4.2.5.1 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1 479
Таблица 4.2.5.2 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2 482
Таблица 4.2.5.3 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстан КумкольРессорсиз" Вариант 2 485
Таблица 4.2.5.4 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2..... 488
Таблица 4.2.5.5 - Расчет потоков денежной наличности. В целом по месторождению Вариант 1 491
Таблица 4.2.5.6 - Расчет потоков денежной наличности. В целом по месторождению Вариант 2 494
Таблица 4.2.5.7 - Расчет потоков денежной наличности. АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2 497
Таблица 4.3.1 - Месторождение Кумколь. Утвержденные коэффициенты извлечения нефти 503

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Месторождения Кумколь. Обзорная карта 27
Рисунок 2.1.1 – Тектоническая схема Арыскумского прогиба 35
Рисунок 2.1.2 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту PZ 36
Рисунок 2.1.3 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту-PZ Юго-Восточной части месторождения Кумколь 37
Рисунок 2.1.4 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту IIIa1 38
Рисунок 2.1.5 – Фрагмент структурной карты отражающему горизонту-III (кровля отложений J3km) 40
Рисунок 2.1.6 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту IIar 41
Рисунок 2.1.7 – Фрагмент продольного временного разреза по линии I-I 42
Рисунок 2.1.8 – Поперечный временной разрез по линии II - II 42
Рисунок 2.1.9 – Поперечный временной разрез по линии III – III 43
Рисунок 2.1.10 – Фрагмент временного разреза по линии V – V 43
Рисунок 2.1.11 – Временной разрез по Юго-Восточной части месторождения 44
Рисунок 2.1.12 – Фрагмент временного разреза по линии VI-VI 45
Рисунок 2.1.13 – Фрагмент временного разреза по линии VII-VII 46
Рисунок 2.1.14 – Схема корреляции по скважинам 5032-5031-КР-27-5034-КР-40-КР-41-КР-26-5033-КР-25-5035 61
Рисунок 2.3.1.1 - Зависимости основных параметров пластовой нефти по I объекту 96
Рисунок 2.3.1.2 - Зависимости основных параметров пластовой нефти по II объекту 97
Рисунок 2.3.1.3 – Зависимости основных параметров пластовой нефти по III объекту 97
Рисунок 2.3.1.4 – Зависимости основных параметров пластовой нефти по IV объекту 98
Рисунок 2.3.2.1 – Месторождение Кумколь, горизонт Ю-IV-1-5, скважина 5035. Изменение коэффициента сверхсжимаемости пластового газа при снижении давления (контактная конденсация) 102
Рисунок 2.3.2.2 – Месторождение Кумколь, горизонт Ю-IV-1-5, скважина 5035. Изменение извлекаемого притока скважины в % от исходной жидкости при снижении давления (дифференциальная конденсация) 102
Рисунок 2.3.2.3 – Месторождение Кумколь, горизонт Ю-IV-1-5, скважина 5035. Содержание компонентов в добываемом газе при снижении давления (дифференциальная конденсация) 103
Рисунок 2.4.1 – Зависимость проницаемости от пористости 127
Рисунок 2.4.2 - Сопоставление пористости, замеренной при стандартных условиях и при гидростатическом давлении 128
Рисунок 2.4.3 – Кривые капиллярного давления для продуктивных горизонтов мела (а) и юры (б) 129
Рисунок 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б) 129
Рисунок 2.4.5 – Сопоставление Кпр и фазовых проницаемостей для нефти и воды (а); Кпр и относительной проницаемости для воды (б); Кпр и остаточной нефтенасыщенности (в); Кпр и коэффициента вытеснения нефти водой (г) 130
Рисунок 2.4.6 Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (а-г), для нефти и газа (д), для газа и воды (е) 132
Рисунок 2.4.7 – Зависимость проницаемости от пористости 134
Рисунок 2.4.8 – Кривые капиллярного давления, полученные методом капилляриметрии .. 135
Рисунок2.4.9 – Кривые капиллярного давления, полученные методом центрифугирования 136
Рисунок 2.4.10 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б) 136

Рисунок 2.4.11 – Сопоставление фазовых проницаемостей (а), остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой (б) с проницаемостью для газа 139
Рисунок 2.4.12 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды 139
Рисунок 3.1.1 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 25..... 161
Рисунок 3.1.2 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 40..... 161
Рисунок 3.1.3 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 40..... 162
Рисунок 3.1.4 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 4016..... 162
Рисунок 3.1.5 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 5035..... 163
Рисунок 3.2.1.1 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Динамика фонда скважин с начала разработки..... 171
Рисунок 3.2.1.2 – Территория АО «ТП». Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебиту нефти по состоянию на 01.01.2024 г. 172
Рисунок 3.2.1.3 - Территория АО «ТП». Распределение фонда действующих добывающих скважин по обводнённости по состоянию на 01.01.2024 г..... 173
Рисунок 3.2.1.4 – Территория АО «ТП». Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости по состоянию на 01.01.2024 г. 173
Рисунок 3.2.1.5 – Динамика фонда скважин месторождения Кумколь. Территория АО «ПККР 179
Рисунок 3.2.1.6 – Территория АО «ПККР». Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебиту нефти по состоянию на 01.01.2024 г. 180
Рисунок 3.2.1.7 - Территория АО «ПККР». Распределение фонда действующих добывающих скважин по обводнённости по состоянию на 01.01.2024 г..... 180
Рисунок 3.2.1.8 – Территория АО «ПККР». Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости по состоянию на 01.01.2024 г. 181
Рисунок 3.2.2.1 – Месторождение Кумколь. Динамика основных технологических показателей с начала разработки 190
Рисунок 3.2.2.2 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». Динамика основных технологических показателей..... 200
с начала разработки..... 200
Рисунок 3.2.2.3 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Динамика основных технологических показателей с начала разработки 208
Рисунок 3.2.4.1 – Месторождение Кумколь. I объект. Динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг..... 244
Рисунок 3.2.4.2 – Месторождение Кумколь. II объект. Динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг..... 248
Рисунок 3.2.4.3 – Месторождение Кумколь. III объект. Динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг..... 249
Рисунок 3.2.4.4 – Месторождение Кумколь. IV объект. Динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг..... 250
Рисунок 3.2.4.5 – Месторождение Кумколь. IV (ЮВ) объект. Динамика пластового давления за период 2022 - 2023 гг. 251
Рисунок 3.2.5.1 – Месторождение Кумколь. График разработки..... 253
Рисунок 3.2.5.2 – Территория АО «ТП». I объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам 255
Рисунок 3.2.5.3 – Территория АО «ТП». I объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения 256
Рисунок 3.2.5.4 – Территория АО «ТП». II объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности по рассматриваемым методикам..... 257

Рисунок 3.2.5.5 – Территория АО «ТП». II объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения 258
Рисунок 3.2.5.6 – Территория АО «ТП». III объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам 259
Рисунок 3.2.5.7 – Территория АО «ТП». III объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения 259
Рисунок 3.2.5.8 – Территория АО «ТП». IVобъект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам 260
Рисунок 3.2.5.9 – Территория АО «ТП». IV объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения 260
Рисунок 3.2.5.10 – Территория АО «ПККР». I объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности по рассматриваемым методикам..... 262
Рисунок 3.2.5.11 – Территория АО «ПККР». I объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения 263
Рисунок 3.2.5.12 – Территория АО «ПККР». II объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам 264
Рисунок 3.2.5.13 – Территория АО «ПККР». II объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения 265
Рисунок 3.2.5.14 – Территория АО «ПККР». III объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам 266
Рисунок 3.2.5.15 – Территория АО «ПККР». III объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения 266
Рисунок 3.2.5.16 – Территория АО «ПККР». IVобъект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам 267
Рисунок 3.2.5.17 – Территория АО «ПККР». IV объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения 268
Рисунок 3.4.1.1 –График добычи газа, газового фактора. I объект разработки. 275
Рисунок 3.4.1.2 –График добычи газа, газового фактора. II объект разработки..... 276
Рисунок 3.4.1.3 – График добычи газа, газового фактора, III объект разработки..... 276
Рисунок 3.4.1.4 – График добычи газа, газового фактора, IV объект разработки 277

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

- Месторождение Кумколь. Геологический профиль по линии I-I.
- Месторождение Кумколь. Геологический профиль по линиям II-II, III-III, IV-IV, V-V и VI-VI.
- Месторождение Кумколь. Геологические профили по линии VII-VII и VIII-VIII.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт М-I. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт М-II. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-I. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-II. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-III. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-IV. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-IV-1-0. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-V-1-1. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-V-1-2. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Продуктивный горизонт Ю-V-1-3. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Горизонт PZ_1-PR. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин..
- Месторождение Кумколь. Горизонт N-5. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Горизонт N-6. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Юго-Восточная часть. Горизонт Ю-IV-1-1. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Юго-Восточная часть. Горизонт Ю-IV-1-2-3. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.

- Месторождение Кумколь. Юго-Восточная часть. Горизонт Ю-IV-1-4. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Юго-Восточная часть. Горизонт Ю-IV-1-5. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин.
- Месторождение Кумколь. Карта разработки по состоянию на 01.01.2024 г. I объект (горизонты М-I+М-II).
- Месторождение Кумколь. Карта разработки по состоянию на 01.01.2024 г. II объект (горизонты Ю-I+Ю-II).
- Месторождение Кумколь. Карта разработки по состоянию на 01.01.2024 г. III объект (горизонт Ю-III).
- Месторождение Кумколь. Карта разработки по состоянию на 01.01.2024 г. IV объект (горизонты Ю-IV+Ю-IV-1-1, 1-2, 1-3, 1-4+PZ-PR).
- Месторождение Кумколь. Карта разработки по состоянию на 01.01.2024 г. IV объект (Ю-го-Восток).
- Месторождение Кумколь. Карта накопленных отборов и закачки по состоянию на 01.01.2024 г. I объект (горизонты М-I+М-II).
- Месторождение Кумколь. Карта накопленных отборов и закачки по состоянию на 01.01.2024 г. II объект (горизонты Ю-I+Ю-II).
- Месторождение Кумколь. Карта накопленных отборов и закачки по состоянию на 01.01.2024 г. III объект (горизонт Ю-III).
- Месторождение Кумколь. Карта накопленных отборов и закачки по состоянию на 01.01.2024 г. IV объект (горизонты Ю-IV+Ю-IV-1-1, 1-2, 1-3, 1-4+PZ-PR).
- Месторождение Кумколь. Карта накопленных отборов и закачки по состоянию на 01.01.2024 г. IV объект (Ю-го-Восток).
- Месторождение Кумколь. Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. I объект (горизонты М-I+М-II).
- Месторождение Кумколь. Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. II объект (горизонты Ю-I+Ю-II).
- Месторождение Кумколь. Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. III объект (горизонт Ю-III).
- Месторождение Кумколь. Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. IV объект (горизонты Ю-IV+Ю-IV-1-1, 1-2, 1-3, 1-4+PZ-PR).
- Месторождение Кумколь. Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. IV объект (Ю-го-Восток).
- Месторождение Кумколь. Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. I объект (горизонты М-I+М-II), вариант 1.
- Месторождение Кумколь. Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. I объект (горизонты М-I+М-II), вариант 2.
- Месторождение Кумколь. Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. II объект (горизонты Ю-I+Ю-II), вариант 1.
- Месторождение Кумколь. Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. II объект (горизонты Ю-I+Ю-II), вариант 2.

- Месторождение Кумколь. Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. III объект (горизонт Ю-III), вариант 1.
- Месторождение Кумколь. Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. III объект (горизонт Ю-III), вариант 2.
- Месторождение Кумколь. Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. IV объект (горизонты Ю-IV+Ю-IV-1-1, 1-2, 1-3, 1-4+PZ-PR) варианты 1 и 2.
- Месторождение Кумколь Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. Юго-Восток, вариант1 и 2.

РЕФЕРАТ

Отчет состоит из 3 книг: книга I содержит: 503 страницы, в т.ч. 78 рисунка, 176 таблиц; книга II содержит: 245 страниц, в т.ч. 61 таблицу, 12 рисунков, книга III содержит: 195 страниц, в т.ч. 11 табличных приложений. Графических приложений - 44.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ВОДА, ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ДОБЫЧА НЕФТИ, ЗАКАЧКА ВОДЫ, ОБВОДНЁННОСТЬ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ФАКТИЧЕСКИЕ И ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ.

Объект исследования – газонефтяное месторождение Кумколь на контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (АО «ПККР») и АО «Тургай-Петролеум» (АО «ТП»).

В данном проекте приведена геолого-физическая характеристика месторождения с учетом новых данных, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2024 г.) состояния разработки, проведено сравнение фактических показателей разработки с проектными, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, изучена техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой, охране недр и окружающей среды.

Область применения – нефтепромысел месторождения Кумколь на контрактных территориях АО «ТП» и АО «ПККР».

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Кумколь открыли в 1984 году, когда при бурении поисковой скважины 1 из неокомских и юрских отложений получили первый приток нефти.

В 1987 г. институтами ВНИГНИ, КазНИГРИ и Казахской опытно-методической экспедицией были выполнены работы по подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь по состоянию на 15 мая 1987 года. Отчет по подсчету запасов рассмотрен и утвержден в ГКЗ СССР в ноябре 1987 года (протокол №10283 от 4 ноября 1987 года) [1].

В 1988 г. эксплуатационное разбуривание месторождения Кумколь начато в соответствии с положениями проекта пробной эксплуатации месторождения, составленного институтом КазНИПИнефть.

В 1988 г. выполнена «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Кумколь» Институтом «КазНИПИнефть», утвержденная ЦКР МНП СССР (протокол № 1296 от 13.07.88 года) [2].

С мая 1990 г. месторождение введено в промышленную разработку в соответствии с «Технологической схемой разработки нефтегазового месторождения Кумколь».

С декабря 1995 г. месторождение разрабатывают два недропользователя:

- АО «ПККР(АО «ПККР») (лицензия МГ №259-Д, контракт №49 – срок действия 01.02.2021 г., горный отвод: площадь – 7 267 га.; глубина – минус 1600 м.);
- АО «ТП» (АО «ТП») (лицензия МГ № 296, контракт № К-38 – срок действия до 20.12.2020 г., горный отвод: площадь – 15 881 га.; глубина – минус 1350 м.).

В 1999 г. выполнен «Проект разработки нефтегазового месторождения Кумколь» Институтом «НИПИнефтегаз», утвержденный ЦКР МЭМР РК 25.06.99 г. [3].

В 2001 г. выполнен «Анализ разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») с уточнением технологических показателей на 2001-2002 гг., рассмотренный ЦКРР МЭМР РК 12.09.2001 г. [4].

В 2003 г. проведен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») с уточнёнными показателями на 2003-04 гг., рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 23) [5].

В 2005 г. выполнен «Анализ разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ТП») по состоянию на 01.07.2005 г. с уточнёнными технологическими показателями на 2006-08 гг., рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 36). [6].

В 2006 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки нефтегазового месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») по состоянию на 01.01.06, рассмотренный на заседании ЦКРР РК 12-13.04.07 с уточнёнными показателями разработки на 2006-08 гг. (Протокол № 42) [7].

В 2007 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (в целом по месторождению) по состоянию на 01.01.07, рассмотренный на заседании ЦКРР РК 07.02.08 с уточнёнными показателями разработки как по месторождению в целом, так и по территориям, на 2008-10 гг. (Протокол № 48) [8].

В 2007 г. выполнен «Проект опытно-промышленной разработки (ОПР) с закачкой газа в пласт месторождения Кумколь на территории АО ПККР», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 42 от 13.04.07) [9].

В 2008 году был выполнен «Пересчет запасов нефти, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2008 г., утвержденный в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №777-08-У от 12 декабря 2008 года) [10].

В 2008 году выполнен «Уточнённый проект разработки газонефтяного месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.08 г.», рассмотренный ЦКРР МЭМР РК 25.11.2009 г. (протокол № 60) [11].

В 2010 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2010 г., (территория АО «ТП») [12].

В 2011 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2011 г., (территория АО «ПККР») [13].

В 2011 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2011 г., (территория АО «ПККР») [14].

В 2011 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2011 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/4192КНИ от 09.11.2012 г.) [15].

В 2012 г. ТОО «Ойл Геоконсалтинг» был выполнен «Отчет по переводу запасов нефти и растворенного газа из категории C_2 в категорию C_1 горизонта Ю-I на северном участке месторождения Кумколь в районе скважин 2393, 2395 и 2396 по состоянию

изученности на 01.09.2012 г.» утвержденный МИиНТ РК 13.12.2012 г. (протокол № 1252-12-У), (территория АО «ТП») [16].

В 2012 году выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа палеозойско-протерозойских отложений по состоянию изученности на 02.01.2012 г.». Протоколом ГКЗ РК № 1151-12-П от 25 января 2012 года запасы нефти, свободного и растворенного газа были приняты и поставлены на Государственный Баланс РК. [17].

В 2012 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.09.2012 г., (территория АО «ТП») [18].

В 2013 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.04.2013 г.», составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» и утвержденный КГиН МИиНТ (протоколы № 22-04-189-И264-КГП и № 22-04-190-И265-КГП от 18.04.2014 г.) [19].

В 2013 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2013 г., (территория АО «ТП») [20].

В 2014 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.10.2014 г., (территория АО «ТП») [21].

В 2015 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2015 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИР РК (протоколы № 27-5-2776-И и № 27-5-2790-И от 25.12.2015 г.) [22].

В 2016 году проведен «Анализ разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2016 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИР РК (протоколы № 27-5-144-И и № 27-5-144-И от 18.01.2017 г.) [23].

В 2017 году проведен «Прирост запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2016 г.», утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 1794-17-У от 6 марта 2017 г.) [24].

В 2018 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2017 г.» (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 27-5-564/565-И от 02.04.2018 г.) [25].

В 2019 году выполнен отчет «Проект разработки газовых залежей верхнего неокома месторождения Кумколь» защищен в МИиНТ РК (протокол ЦКРР РК № 12/7 от 01.08.2019 г.) [27].

В 2019 году выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь Карагандинской области» по состоянию на 02.01.2018 г., утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 2069-19-У от 16 июля 2019 г.) [28].

После выполнения Пересчета запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь Карагандинской области» по состоянию на 02.01.2018 г., где изменения запасов нефти и растворенного газа, газа газовых шапок и конденсата по категориям при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. связаны с изменением подсчетных параметров: площадей нефте- и газоносности, средневзвешенных толщин продуктивных горизонтов, коэффициентов открытой пористости, нефте- и газонасыщенности. Параметры изменились с увеличением объёма информации на основе новых пробуренных скважин и обработки данных исследований материалов ГИС.

Подсчитанные на 02.01.2018 г. начальные геологические запасы нефти по месторождению в целом составляют: по категории А – 163948 тыс. т.; по категории C_1 – 2519 тыс. т.; по категории C_2 – 31 тыс. т. В процентном соотношении геологические запасы нефти в целом по месторождению по категории А увеличились на 2,8% (4501 тыс. т.), а по категориям C_1 и C_2 увеличились на 69,4% (1032 тыс. т.) и уменьшились 86,9% (205 тыс. т.) соответственно.

Увеличение геологических запасов нефти при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. по категории А связано в относительно равной степени с изменениями запасов в каждом продуктивном горизонте, содержащим запасы данной категории, по категории C_1 связано в большей степени с увеличение нефтенасыщенного объема пород в палеозойских отложениях.

Уменьшение извлекаемых запасов связано с уменьшением коэффициентов извлечения. Извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению изменились в сторону уменьшения на 4,4 % (4,2 млн.т), коэффициент извлечения нефти – на 0,045 д.ед.

Уменьшение коэффициентов извлечения при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. обусловлено тем, что в целом по месторождению и по объектам разработки фактические уровни отстают от утвержденных проектных по причине низких фактических дебитов и большей обводненности, чем было запроектировано. Также стоит отметить, что фонд скважин в начальный период был больше проектного из-за большего, чем запроектировали

ввода добывающих скважин (356 ед. против 215 ед.) из бурения, а за последние годы сильно отстают, в связи с выбытием скважин.

В 2020 году на основании «Пересчета запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2018 г.» была выполнена работа «Проект разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2019 г.» и защищена в МИиНТ РК (протокол ЦКРР РК № 2/11 от 25.06.2020 г.) [29]. Основной целью составления Проекта являлась окончание лицензии контракта на добычу УВС:

- АО «ТП» (АО «ТП») до 20.12.2020 г.,
- АО «ПККР(АО «ПККР») до 01.02.2021 г.

В 2020 году проведен отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.10.2020 г.» [30].

В 2020 г. был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2020 г.», при рассмотрении которого ГКЗ РК постановило отнести выявленную Юго-Восточную часть месторождения Кумколь к месторождению Кумколь, учесть Государственным балансом запасов полезных ископаемых как единое месторождение (Протокол № 2219-20-У от 7 октября 2020 г.) [31].

Это решение ГКЗ РК послужило необходимостью выполнения Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г., в котором Юго-Восточная часть месторождения Кумколь вошла в состав месторождения Кумколь (Протокол № 04-0/9230-вн от 26 октября 2021 г.) [32].

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г. [32], составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотрено и утверждено Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

Согласно работе [31], Юго-Восточную часть Кумколь добавили к месторождению Кумколь.

С учётом вышеизложенного объекты разработки представлены в следующем порядке:

- I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;
- II объект –газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;
- III объект –газонефтяная залежь Ю-III горизонта;

- IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.) [33].

В 2023 г. был выполнен Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г. [34].

В связи с тем, что технологические показатели проектного документа «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» согласно протоколу ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.) завершаются 31.12.2025 г. и проведения оценки текущего состояния газовой шапки на Контрактной территории АО «ТП» для дальнейшего рассмотрения ее разработки с учетом рационального и комплексного использования недр, был составлен настоящий отчет «Дополнение Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.».

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауской области (ранее Карагандинская область Улытауский район) Республики Казахстан, но земли этого региона переданы в долгосрочное пользование Кызылординской области. Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жусалы – 210 км, пос. Сатпаево - 250 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км2.

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-востоку – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106-169 м над уровнем моря.

Климат района резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальные температуры летом плюс 30-35 0С, минимальные зимой – минус 38-40 0С. Годовое количество осадков - до 150 мм, выпадающих, в основном в зимне–весенний период. Характерны постоянные ветры юго–восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Источников пресной воды нет. Обеспечение буровых технической и бытовой водой производится из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды минерализацией 0,6–0,9 г/л из отложений сенона–турона с глубины 50–70 метров. Вода не соответствует ГОСТу для использования в качестве питьевой из-за повышенного содержания фтора. На отметках рельефа ниже 120 м скважины работают на самоизливе.

Нефть доставляется через нефтепровод Кумколь–Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар–Шымкент.

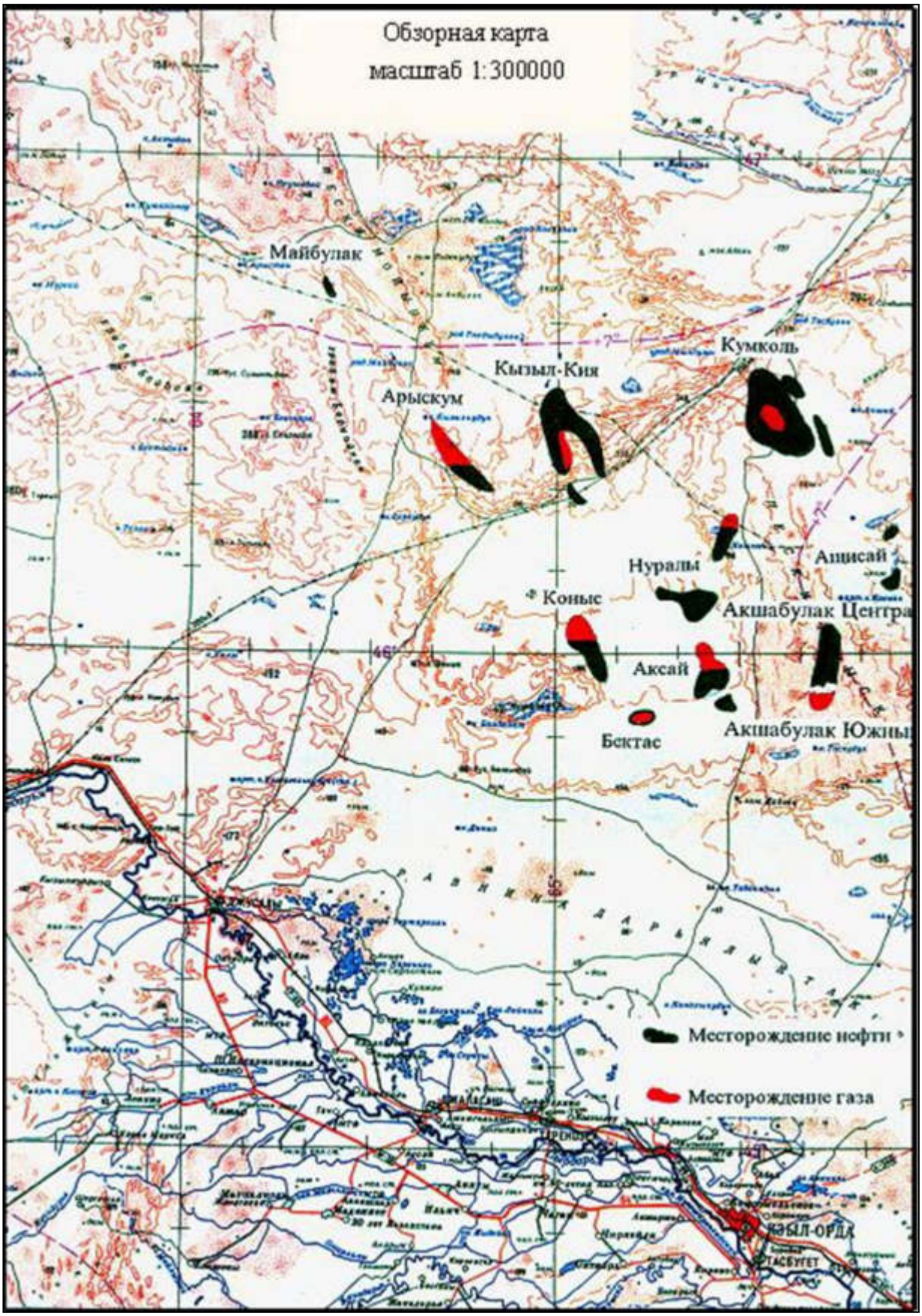


Рисунок 1.1 – Месторождения Кумколь. Обзорная карта

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г. [32], составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотренно и утвержденно Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

Согласно работе [31], Юго-Восточную часть Кумколь добавили к месторождению Кумколь.

С учётом вышеизложенного объекты разработки представлены в следующем порядке:

- I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;
- II объект –газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;
- III объект –газонефтяная залежь Ю-III горизонта;
- IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

Всего было рассчитано 2 варианта разработки.

Вариант 1 – базовый.

Основные положения данного варианта:

разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), с сеткой скважин 250х250 м, IV объект разрабатывается на естественном режиме с сеткой скважин 500х500 м;

предусматривалось перевод 76 скважин, из них: 6 добывающих между объектами разработки, 45 скважин ввод из бездействия и 25 ед. под закачку (ППД):

- на территории АО «ПККР» - 31 скважины, из них: 4 – между объектами, 14 – ввод из бездействия, 13 – под ППД;
- на территории АО «ТП» - 45 скважины, из них: 2 – между объектами, 31 – ввод из бездействия, 12 – под ППД.

Вариант 2 – рекомендуемый.

С целью максимального использования потенциала скважин и охвата залежи существующим фондом – предусматривающее бурение, переводы скважин между объектами разработки и перевод высокообводненных скважин под ППД.

Основные положения данного варианта:

- аналогичный 1-му варианту разработки, также предусматривает ввод из бурения 5 добывающих скважин и 4 ед. под закачку:
- на территории АО «ПККР» - бурение 5 добывающих скважин на IV объекте Юго-Восток и 4 скважин перевод под ППД.

Для реализации был принят 2 вариант разработки. Технологические показатели были утверждены на 2021-2125 гг.

В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.) [33].

Для всех объектов (I – IV) разработки предусмотрен один **Уточненный вариант.**

Уточненный вариант - для разработки I, II, III объектов продолжение поддержание пластового давления путем закачки воды с увеличением фонда нагнетательных скважин.

Предусматривает в 2022-2024 гг. перевод 17 скважин, из них: 3 добывающих между объектами разработки, 5 скважин ввод из бездействия и 9 ед. под закачку (ППД):

- на территории АО «ПККР» - 3 скважины, из них: 1 – ввод из бездействия, 2 – под ППД (КР-26, КР 40). Фонд добывающих скважин составит 87 ед., нагнетательных – 70 ед.
- на территории АО «Т-П» - 14 скважин, из них: 3 – между объектами, 4 – ввод из бездействия, 7 – под ППД. Фонд добывающих скважин составит 241 ед., нагнетательных – 148 ед.

По территории АО «ПККР» на IV объекте (Юго-Восток) предусматривалось бурение 5 новых скважин; из них в конце 2022 г. - 2 нагнетательных скважин (5032, 5035), в 2023 г. – 3 добывающих скважин (5031, 5033, 5034). Ввод в разработку 5 вышеперечисленных скважин предусматривался в 2023 г.

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

После работы [31] за период с 01.01.2021 г. по 01.01.2024 г. были пробурены пять скважин (скв. 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035) на контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Полученные по скважинам данные не внесли изменений в принятое представление о литолого-стратиграфической характеристике разреза, и в настоящей работе она приведена кратко, а более подробно изложена в предыдущих работах [28, 31, 32].

В геологическом строении всего Арыскумского прогиба и месторождения Кумколь участвуют отложения юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной систем, залегающих на выветрелой поверхности складчатого фундамента палеозой-протерозойского возраста.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

При стратиграфическом расчленении разреза и литолого-фациальной характеристике месторождений использованы материалы промысловых геолого-геофизических исследований всех пробуренных поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, результаты лабораторного изучения керна.

Разрез месторождения Кумколь представлен метаморфизованными образованиями фундамента палеозойско-протерозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя. Мезо-кайнозойские отложения представлены юрским рифтогенным, мел-палеогеновым и плиоцен-четвертичным комплексами, которые отличаются тектоническим режимом формирования. Максимальная глубина вскрытия разреза составила 1761 м (скв. 2000).

Нижний палеозой-протерозой PZ+PR

Породы фундамента представлены серо-зелеными массивными гидрослюдисто-каолинитовыми глинами (кора выветривания), постепенно переходящими в выветрелые гнейсы кварц-биотит-плагиоклазового состава, сильно метаморфизованными (до фации зеленокаменных сланцев) кварц-мусковит-хлоритовыми сланцами, серицито-кварцитовым сланцем и кварцитом, содержащими включения измененного вулканогенного материала, возможно изначальными отложениями были пелиты или граувакки низкопористыми, хорошо консолидированными метаморфизованными породами серо-зеленого цвета.

Поверхность фундамента является опорным отражающим горизонтом PZ.

Максимальная вскрытая толщина фундамента составила 267 м (скв. 2305, АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»).

Мезозойская эратема MZ

На образованиях складчатого фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения мезозойской эпохи. В разрезе отсутствуют осадочные и осадочно-метаморфические формации практически всей палеозойской и части мезозойской (триасовая и нижняя часть юрской системы) эратем. Региональное стратиграфическое несогласие разделяет отложения в пределах месторождения на юрский и мел-палеогеновый структурные этажи.

Юрская система J

Отложения нижней юры в разрезе месторождения отсутствуют. Средне-верхнеюрские отложения расчленены на дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Средний отдел J_2

Среднеюрские отложения выделены в дощанскую свиту J_2d, сложенную переслаиванием серых песчаников, алевролитов и темно-серых аргиллитов. По разрезу подсвиты выделяются пачки песчаников светло-коричневых, полимиктовых, средней плотности, и алевролитов, чередующиеся с глинами, и являющиеся продуктивными (Ю-V-1-1, 2, 3) в южной части месторождения.

Толщина отложений изменяется от 232 м до полного выклинивания к выступу фундамента.

Средний и верхний отделы J_{2-3}

Нерасчлененные отложения среднего и верхнего отделов юры объединены в карагансайскую свиту $J_{2-3}ks$, верхняя часть отложений которой является флюидоупором между Ю-III и Ю-IV продуктивными горизонтами. Залегает трансгрессивно на отложениях дощанской свиты, а в местах их отсутствия - на породах фундамента. Литологически свита сложена: однообразной пачкой черных аргиллитов и аргиллитоподобных глин гидрослюдисто-каолинитового состава с небольшими прослоями серых глинистых алевролитов. Ниже по разрезу свиты отложены пачки частого переслаивания песчаников и аргиллитов, являющиеся нефтегазоносными (продуктивные горизонты Ю-IV, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1).

В некоторых скважинах отложения карагансайской свиты отсутствуют из-за размыва, а их максимальная толщина достигает 169,8 м (скв. 5017).

Верхний отдел J_3

Верхнеюрские отложения с размывом залегают на отложениях карагансайской

свиты и представлены двумя свитами: кумкольской (песчано-глинистые образования) и акшабулакской (преимущественно глинистые породы).

Кумкольская свита представлена средней, верхней и нижней подсвитами, но нижнекумкольская подсвита в пределах месторождения Кумколь отсутствует.

Среднекумкольская подсвита J_3km_2 представлена песчано-алевролитовыми породами с прослоями глинистых разностей, толщиной до 87 м. В кровельной части подсвиты выделяется пачка песчаников и алевролитов, являющаяся продуктивной (Ю-III горизонт).

Верхнекумкольская подсвита J_3km_3 представлена, в основном, алевролито-песчаными породами и в пределах подсвиты выделены продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II. Продуктивный горизонт Ю-II отделен от вышезалегающего выдержанными по всей площади прослоями глин и глинистых алевролитов. Толщина подсвиты меняется в пределах от 19 м до 54 м.

В кровельной части кумкольской свиты стратифицируется отражающий горизонт III_1.

Акшабулакская свита J_3ak согласно залегает на кумкольской и разделена границей между свитами. Граница представлена четким разделом в виде резкой смены песчаных пород на глинистые, образующие флюидоупор для юрских продуктивных горизонтов.

Нижняя часть акшабулакской свиты представлена серыми, от зеленовато- до темно-серых глинами, глинистыми тонкослоистыми алевролитами, битуминозными и частично карбонатными породами с прослоями серых песчаников, реже мергелей и известняков. Верхняя часть сложена каолинитово-гидрослюдистыми глинами и глинистыми алевролитами с прослоями и линзами песчаных пород.

Свита имеет толщину в пределах 10 (за счет размыва ее кровли) - 136 м.

Меловая система К

Меловые отложения расчленяются на два отдела: верхний и нижний. Нижний представлен даульской (неокомский надьярус), карачетауской (апт–нижний-средний альб) и кызылкиинской (верхний альб - сеноман) свитами. Верхний отдел состоит из балапанской свиты нижнего турона и нерасчленёнными отложениями верхнего турона–сенона.

Даульская свита K_1nc_1dl залегает с региональным размывом и угловым несогласием на породах акшабулакской свиты и расчленяется по литологическому составу на нижнюю, содержащую арыскумский горизонт, и верхнюю подсвиты.

Арыскумский K1nc1dl1ar горизонт делится на три литологические пачки. Нижняя и верхняя пачки сложены песчано-алевролитовыми породами с прослоями коричневых

глинистых карбонатных алевролитов и глин, и средней пачкой (глинистой). Генезис пород аллювиальный и делювиальный. Верхняя песчаная пачка и кровельная часть нижней являются продуктивными (продуктивные горизонты М-I и М-II). К кровле горизонта приурочен опорный отражающий горизонт IIar. Толщина арыскумского горизонта составляет от 75 до 128 м.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты $K_1nc_1dl_1$ представлена глинистыми и карбонатными алевролитами и глинами, которая является флюидоупором над продуктивным горизонтом М-I. Толщина нижнедаульской подсвиты меняется от 101 до 181 м.

Верхнедаульская подсвита $K_1nc_1dl_2$ в нижней и средней частях сложена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, отлагавшихся на русловых отмелях, а в верхней части – глинами. В пределах подсвиты выделены продуктивные горизонты N-5 и N-6. Толщина отложений изменяется от 189 до 260 м.

Отложения апт-альба перекрывают с размывом даульскую свиту и объединены в карачетаускую свиту K_1a+al_2. Свита представлена сероцветной слабосцементированной песчаной толщей с прослоями гравелитов в нижней части, а в верхней части – глин. Породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками.

Толщина свиты изменяется от 250 до 355 м.

Отложения кызылкиинской свиты $K_{1-2}al_3+s$, объединяющие отложения альб-сеномана, залегают согласно на карачетауской свите и представлены пестроцветными глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников толщиной 90-191 м.

Верхнемеловые отложения K_2t+sn представлены туронским ярусом и сенонским надъярусом. В нижней части туронского яруса, балапанская свита трансгрессивно залегает на кызылкиинской свите, и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью. Вверх по разрезу отложения турона-сенона с размывом залегают на породах балапанской свиты, и представлены переслаиванием пестроцветных песков и глин, сменяющихся на толщу серых глин и белых песков с прослоями известняков.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется в интервале 223-326 м.

Кайнозойская эратема KZ

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем. Толщина вскрытых отложений кайнозоя изменяется от 20 до 73 м.

Палеогеновая система P

Нерасчлененные отложения палеогена, представленные палеоцен-нижним эоценом, залегают на размытой поверхности верхнемеловых отложений. Отложения представлены темно-серыми глинами с растительным детритом и прослоями кварц-глауконитовых песков морского генезиса.

Неоген-четвертичные отложения N+Q

Плиоцен-четвертичные отложения с размывом залегают на отложениях палеогеновой системы и сложены песками, суглинками и супесями, толщиной, не превышающей десяти метров.

Тектоника

Месторождение Кумколь расположено в центральной части Ащисайской системы палеозойских горст-антиклиналей, Южно-Торгайского прогиба северо-восточной части Туранской плиты и представлено в виде вытянутой антиклинальной складки с простиранием с северо-запада на юго-восток (рис. 2.1.1).

Структурный план размытой поверхности палеозой-протерозойских отложений Кумкольского поднятия представляет собой брахиантиклинальную ассиметричную складку с размерами 14,7 х 6,6 км в пределах изогипсы -1400 м. Свод поднятия смещен на юго-запад и его размеры по замкнутой изогипсе -1300 м составляют 9,2 х 5,4 км с амплитудой порядка 140 м. Свод осложнен тремя куполами - Восточным, Центральным и Западным, оконтуренными одноименной изогипсой -1180 м (рис. 2.1.2). Восточный купол субмеридионального простирания расположен в районе скважины 5004 и имеет размеры 0,8 х 0,5 км и амплитуду порядка 35 м. К западу от него через небольшой прогиб в районе скважин 5006, 3017, 5010 выделяется Центральный купол субмеридионального простирания с размерами 1,8 х 1,4 км и амплитудой 25 м.

На северо-запад от Центрального купола, в районе скважин 2122, 3055, 3067, 4004 расположен третий купол – Западный, субширотного простирания с размерами 1,4 х 1 км и амплитудой порядка 15 м.

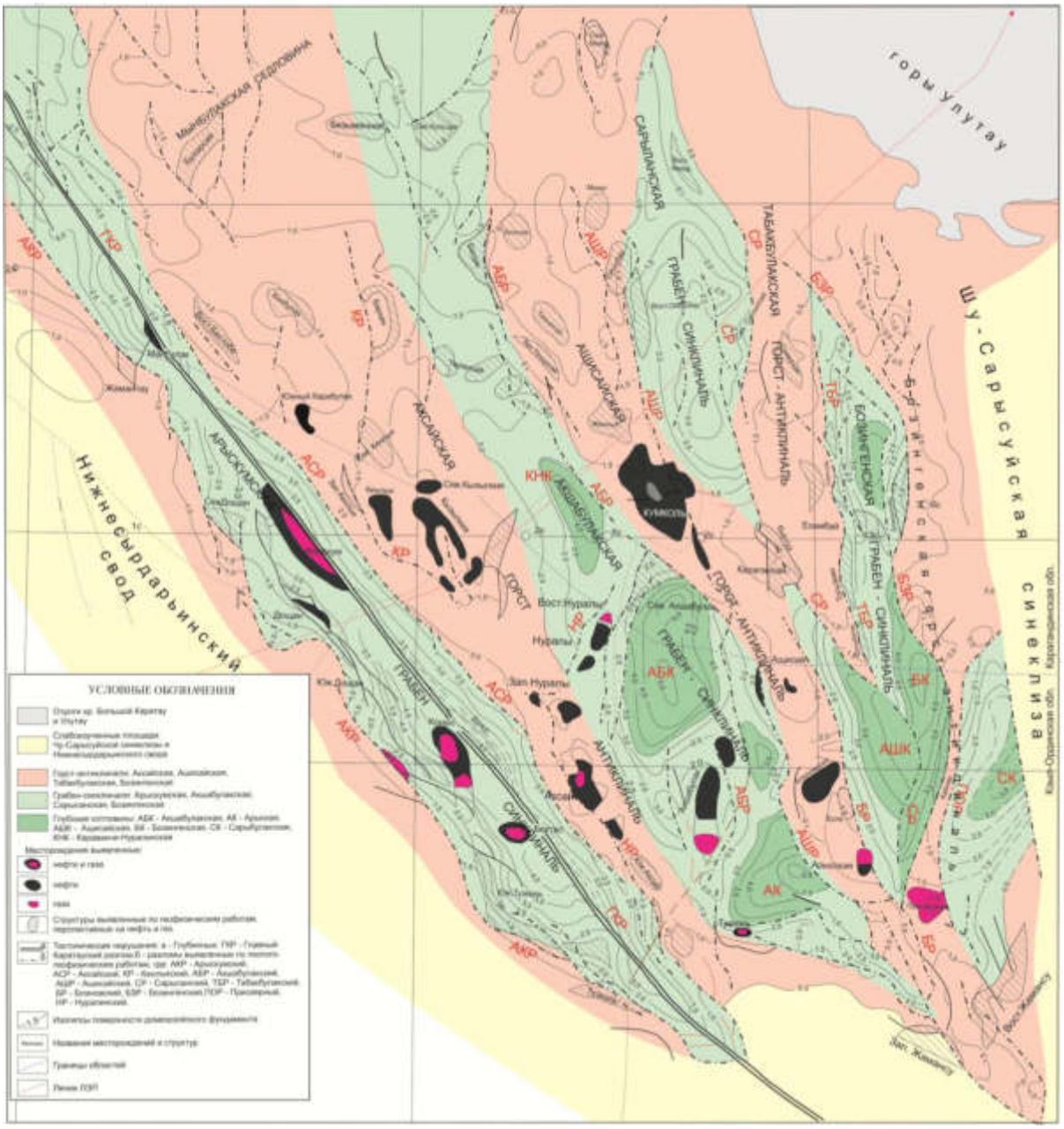


Рисунок 2.1.1 – Тектоническая схема Арыскумского прогиба

Юго-восточная часть структуры осложнена небольшим куполовидным поднятием. Поднятие в районе скважины 5003 в пределах изогипсы -1280 м имеет размеры 0,6 х 0,4 км и амплитуду до 20 м.

На северо-западе через седловину от основного поднятия выделяется куполовидное поднятие северо-западного простирания. Размеры поднятия по изогипсе -1370 м составляют 2,1 х 1,1 км и амплитуда 25 м.

Юго-Восточная часть месторождения Кумколь находится на южной переклинальной части поднятия Кумколь и осложнена тектоническими нарушениями.

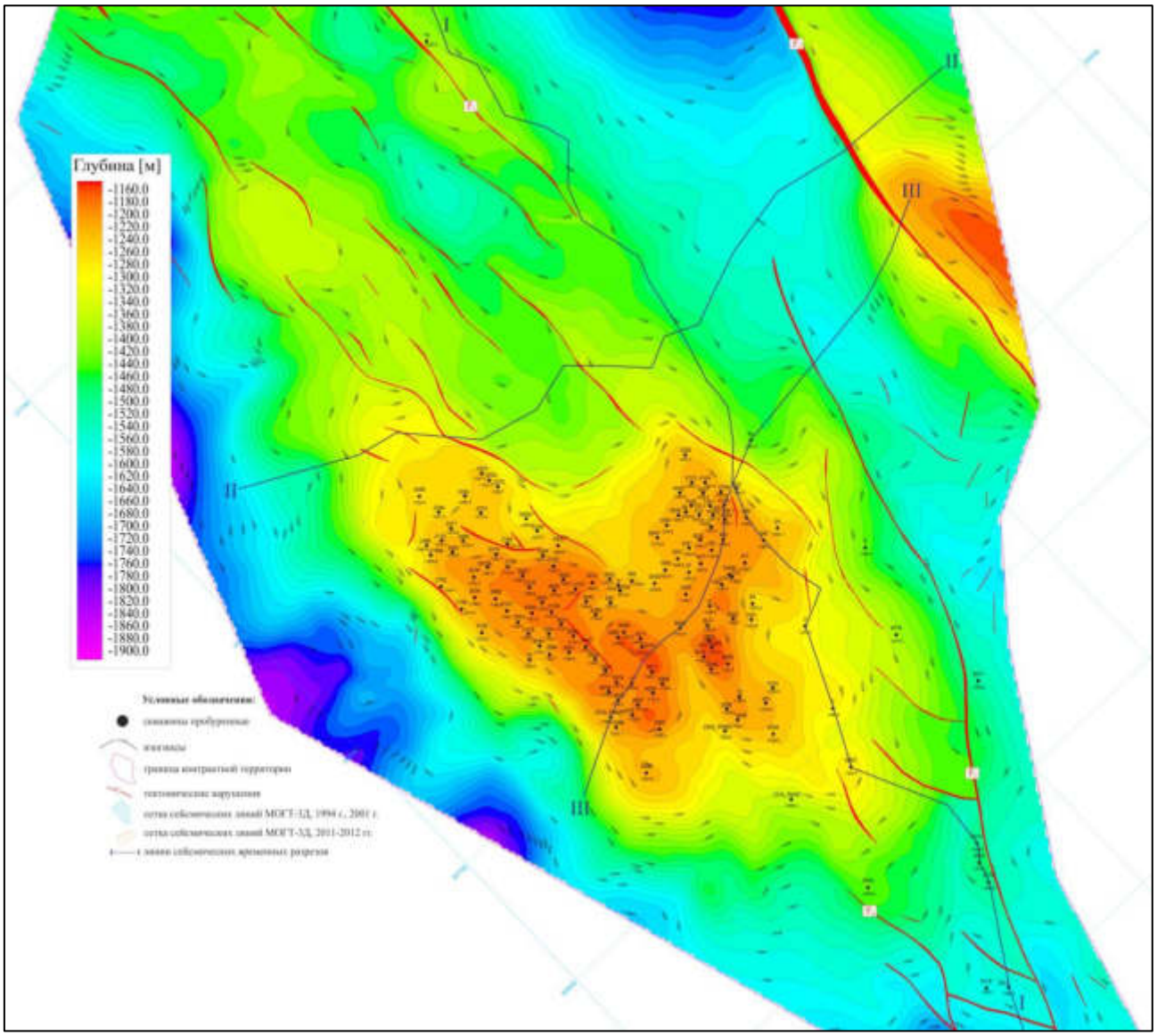


Рисунок 2.1.2 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту PZ

По поверхности палеозоя Юго-Восточная часть переклинали погружается с отметок -1520 м до -1980 м и разделена глубоким тектоническим разломом F_1 на восточное и западное крылья. Западное крыло поднятия плавно сужается с северо-запада к юго-востоку, а на юге примыкает к небольшому разлому F_2. Оба разлома соединяются в районе скважины КР-25. Между разломами F_1 и F_2 структура делится на два блока простирающимися с востока на северо-запад тектоническими нарушениями, проходящими в районе скважины КР-41: северный блок в районе скважин КР-27, КР-40 и южный – в районе скважин КР-25, КР-26, КР-41 (рис. 2.1.3).

По результатам интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3Д более 20 нарушений закартировано в пределах Кумкольского поднятия. Основные нарушения имеют СЗ-ЮВ ориентировку и прослеживаются достаточно уверенно и однозначно. Нарушения латерального направления менее выражены и протяженны и не влияют на

строение пластового резервуара и приуроченной к нему залежи.

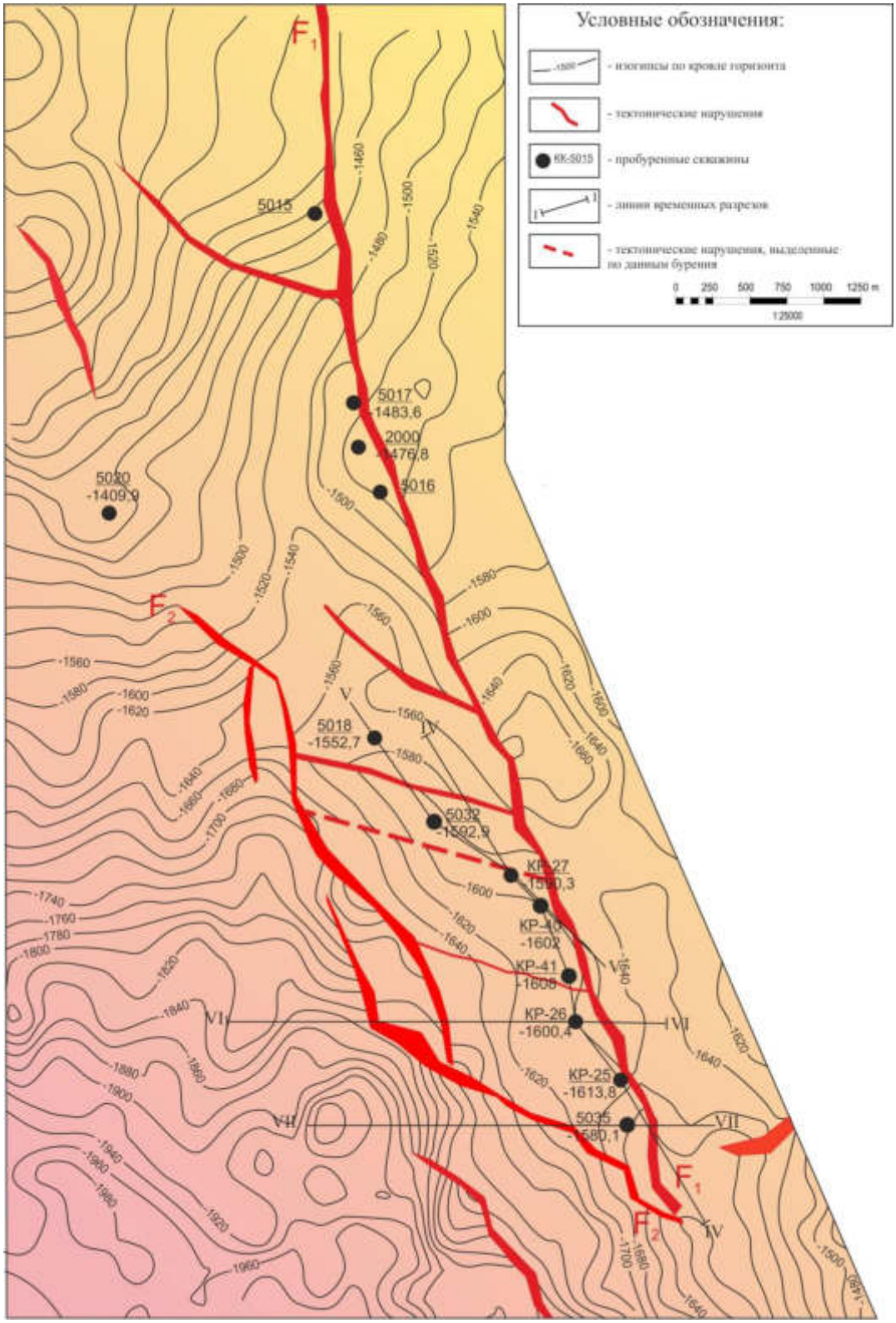


Рисунок 2.1.3 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту-PZ Юго-Восточной части месторождения Кумколь

На основании данных бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования скважины 5032, было прослежено нарушение предполагаемое по данным бурения между

скважинами 5032 и КР-27 (рис. 2.1.3, 2.1.10, 2.1.11).

По отражающему горизонту IIIа1, приуроченному к кровле нефтенасыщенных пластов кумкольской свиты верхней юры (продуктивный горизонт Ю-I), поднятие представляет собой двухсводовую брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с узкой северо-западной и обширной юго-восточной периклиналью (рис. 2.1.4).

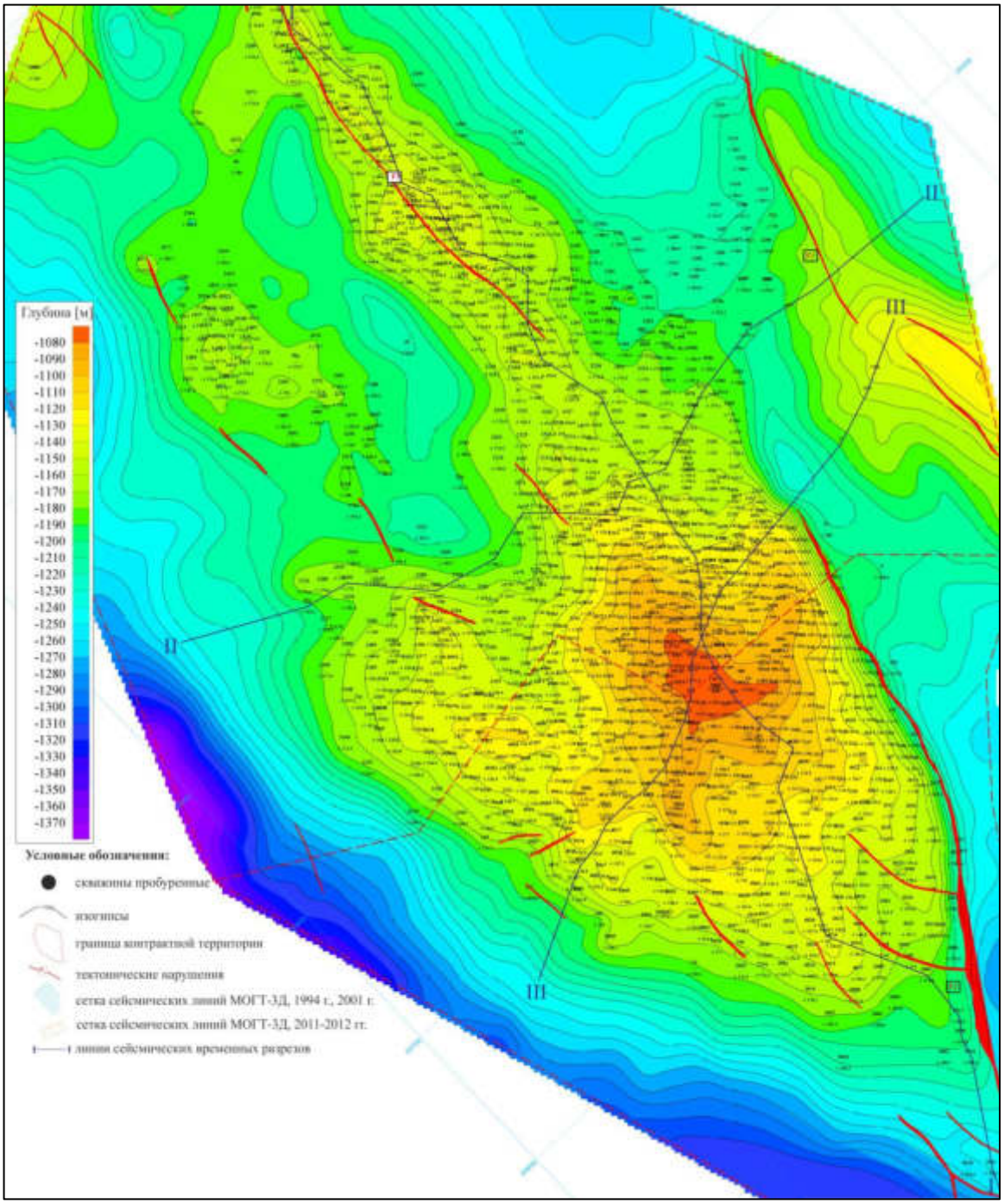


Рисунок 2.1.4 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту IIIа1

По данным сейсморазведки МОГТ-3Д в северо-западной части поднятия структура

не замыкается в пределах лицензионной территории, раскрываясь в северо-западном направлении. В пределах контрактной территории по замыкающей изогипсе -1170 м двухсводовая брахиантиклинальная складка имеет размеры 17,6 х 6,2 км и амплитуду порядка 95 м (рис. 2.1.4). Северо-западный свод представлен в виде линейно-вытянутой антиклинали с размерами 2,5 х 1,6 км и амплитудой 15 м по изогипсе -1155 м. На юго-востоке через небольшую седловину по предельно замкнутой изогипсе -1155 м в виде изометричной складки картируется второй свод. Размеры структуры 8,5 х 6 км, амплитуда порядка 80 м.

Структурный план по отражающему горизонту IIar характеризует строение нижненеокомских отложений и совпадает с кровлей арыскумского горизонта (продуктивный горизонт М-I).

Структурный план отложений кумкольской свиты верхней юры по Юго-Восточной части месторождения Кумколь унаследованно повторяет план нижележащего палеозойского горизонта (рис. 2.1.5).

Структура имеет то же простирание, что и юрское поднятие, и характеризуется обширной пологой сводовой частью. Размеры структуры в пределах замкнутой изогипсы -995 м составляют 15,3 х 4,2 км с амплитудой около 55 м (рис. 2.1.6).

По отражающему горизонту IIar картируется единое поднятие без обособления и выделения куполов.

При сопоставлении структурных карт вышеприведенных горизонтов наблюдается выполаживание поверхности меловых отложений. С глубиной увеличивается контрастность, размеры и амплитуда поднятий, а также протяженность и амплитуда выделенных нарушений.

Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов Ю-IV-1-1, 2+3, 4 и 5 по Юго-Восточной части месторождения Кумколь унаследованно повторяют план нижележащих отложений палеозоя и представляют собой полуантиклинали, ограниченные тектоническими нарушениями F_1 и F_2 с востока и юго-запада, а также оперяющими нарушениями. Размеры структур по продуктивным горизонтам Ю-IV-1-1, 2+3, 4 северного и южного блоков идентичны и составляют 2х1 км и 2,4х0,8 км с высотами 35, 35, 25 м и 45, 40, 35 м, соответственно. Размер структуры по Ю-IV-1-5 южного блока составляет 2,2х0,8 км, высотой около 25 м.

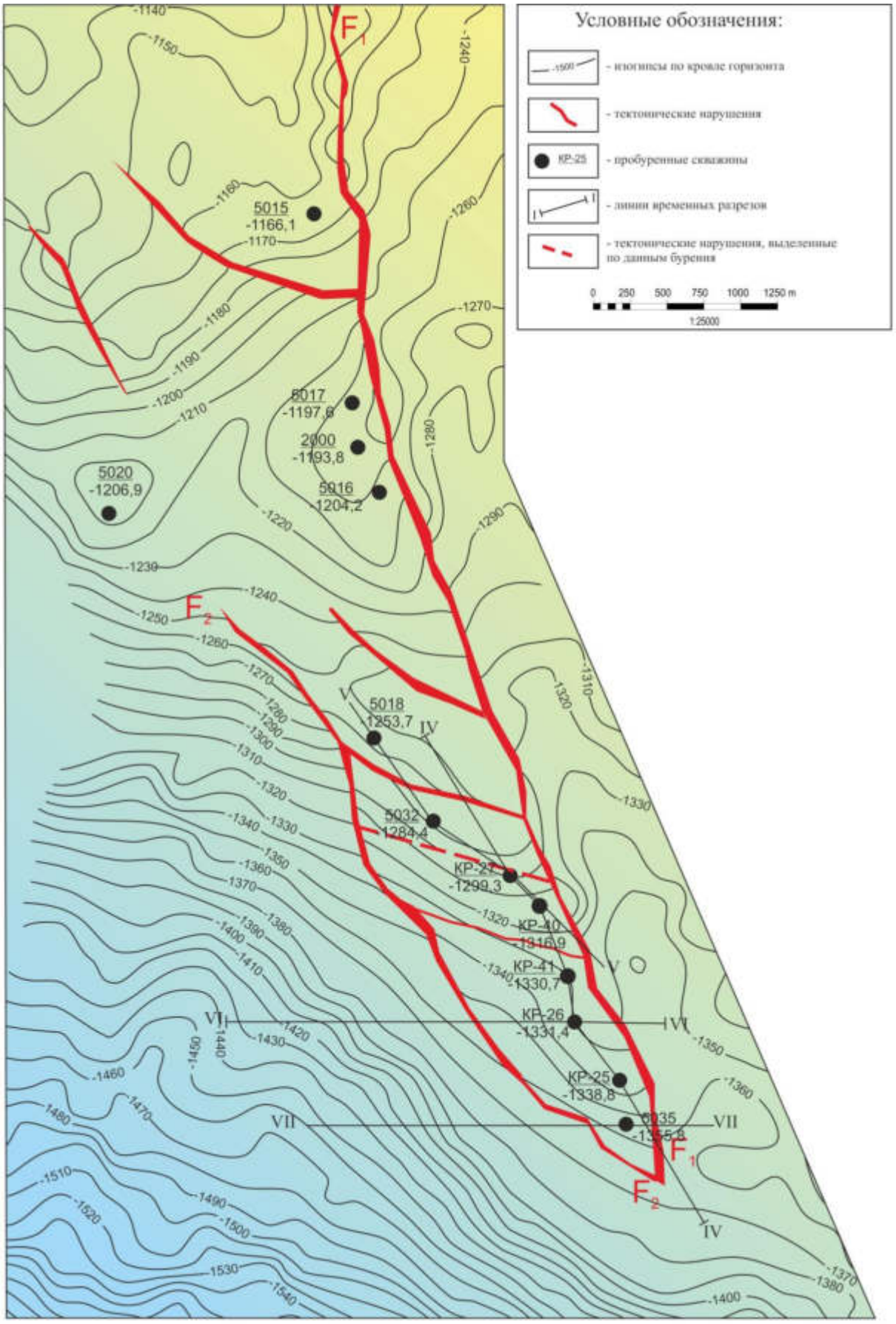


Рисунок 2.1.5 – Фрагмент структурной карты отражающему горизонту-III (кровля отложений J3km)

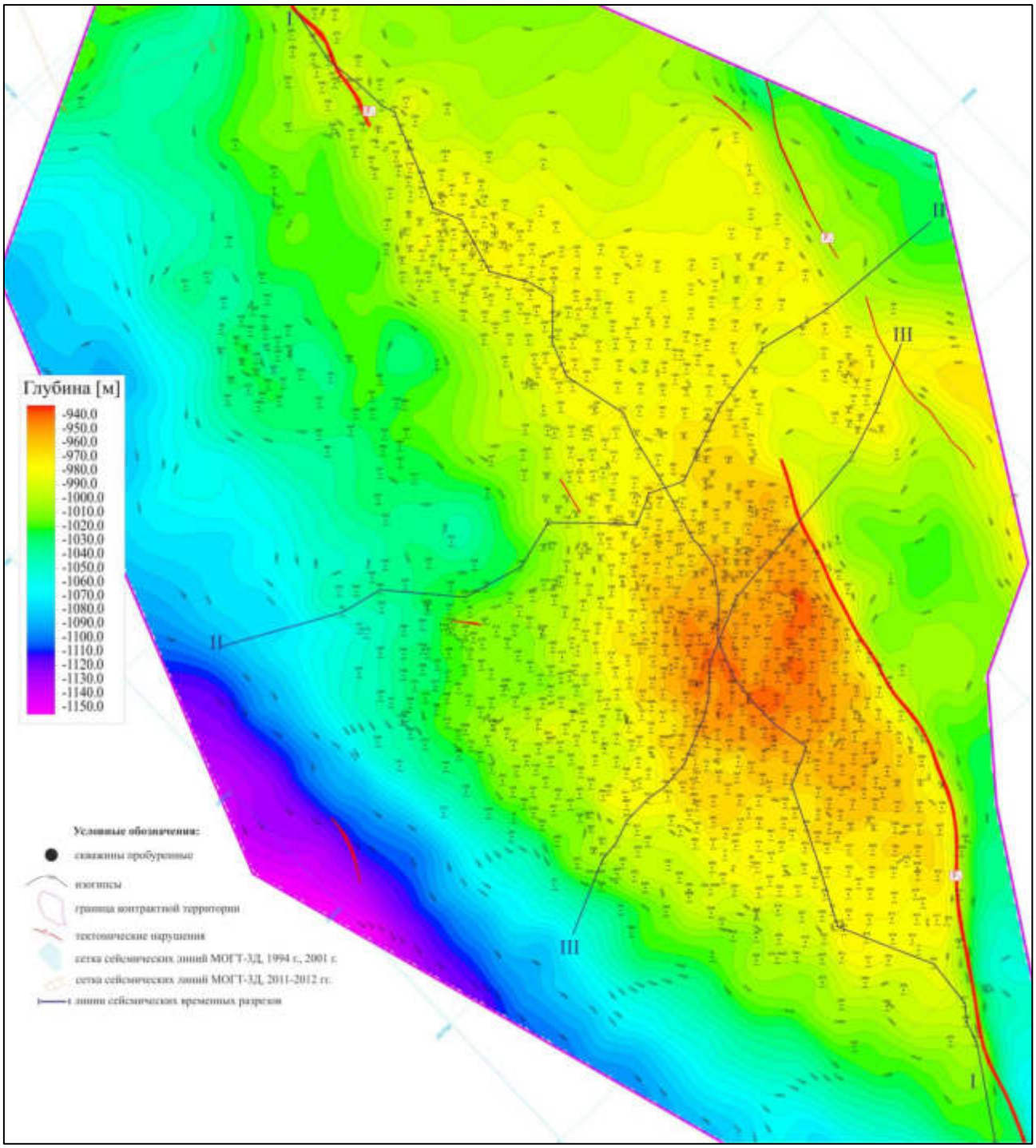


Рисунок 2.1.6 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту IIar

На рисунках 2.1.7-2.1.13 приведены фрагменты продольных и поперечных временных разрезов вдоль и вкрест простирания структуры, линии которых иллюстрированы на рис. 2.1.2-2.1.6.

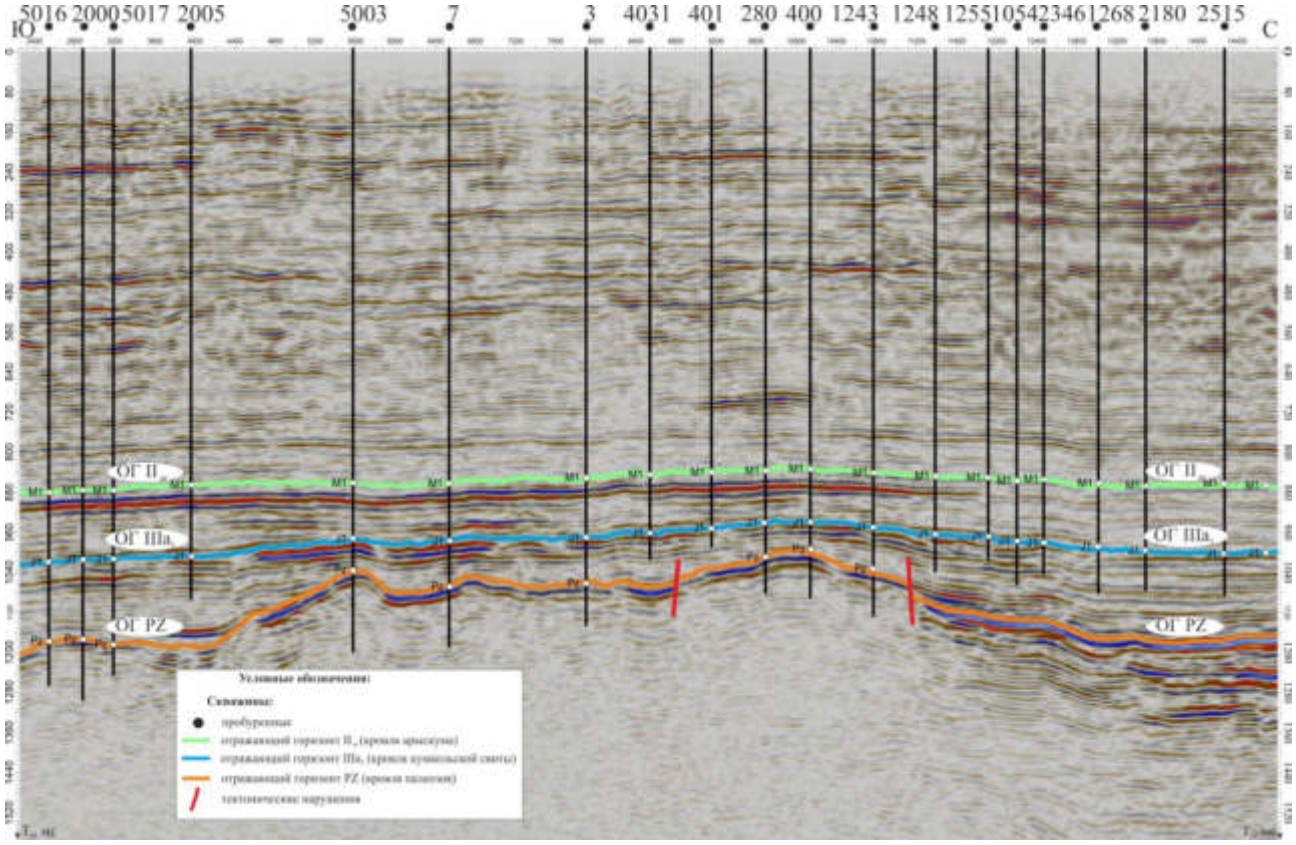


Рисунок 2.1.7 – Фрагмент продольного временного разреза по линии I-I

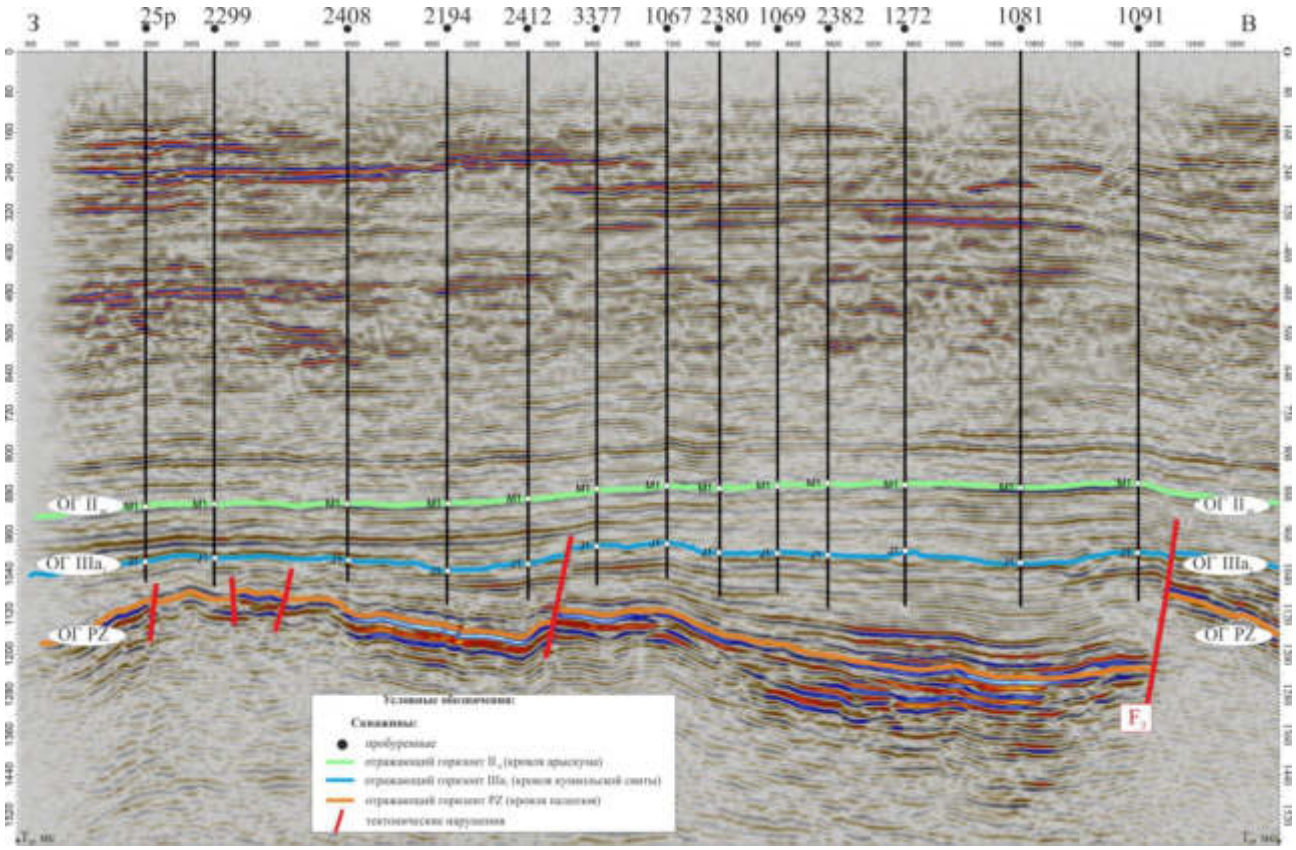


Рисунок 2.1.8 – Поперечный временной разрез по линии II - II

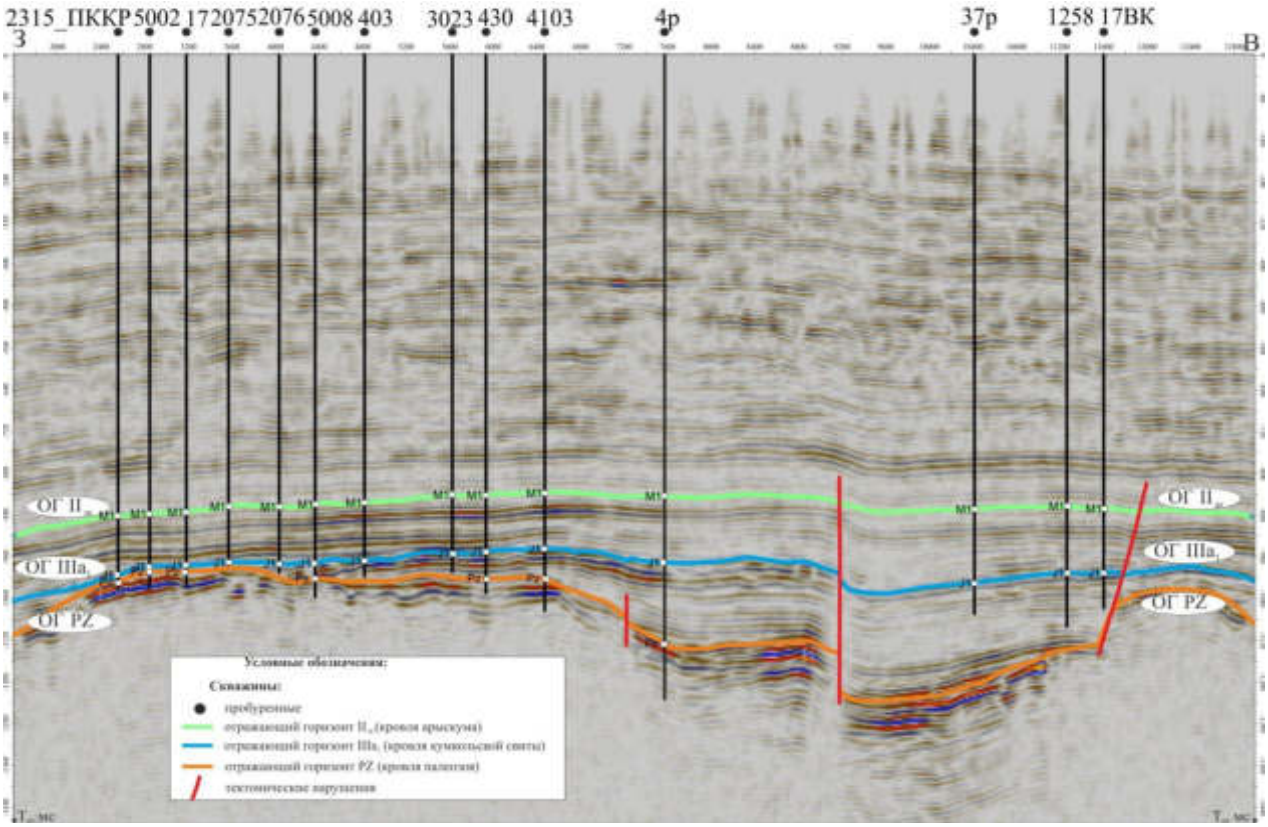


Рисунок 2.1.9 – Поперечный временной разрез по линии III – III

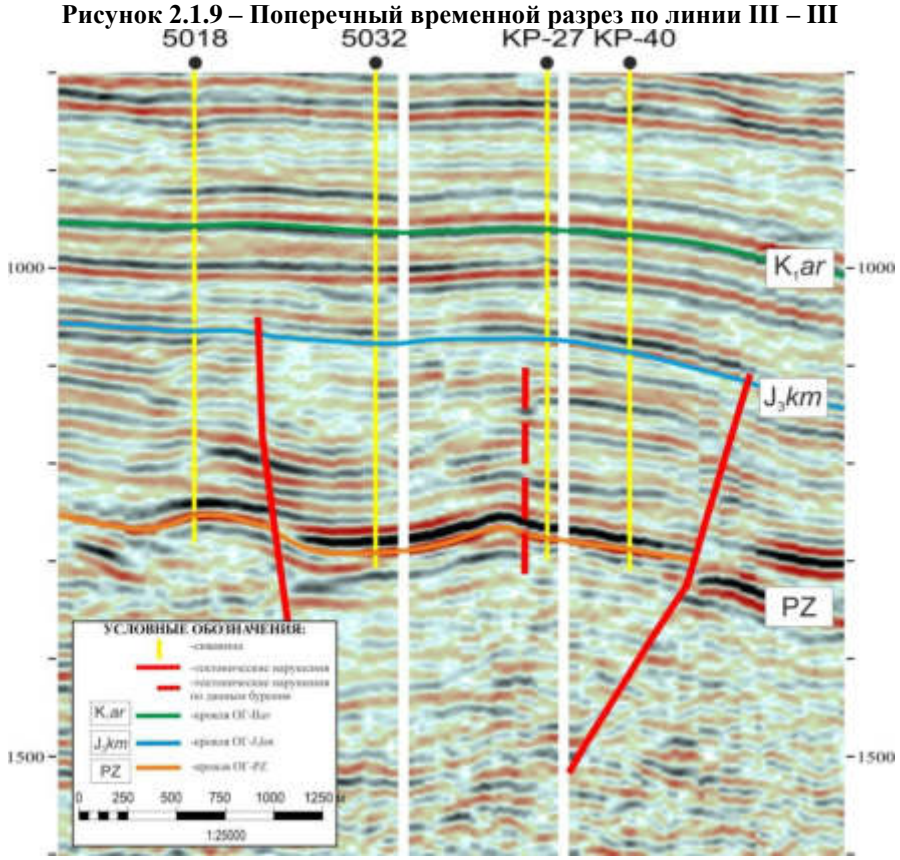


Рисунок 2.1.10 – Фрагмент временного разреза по линии V – V

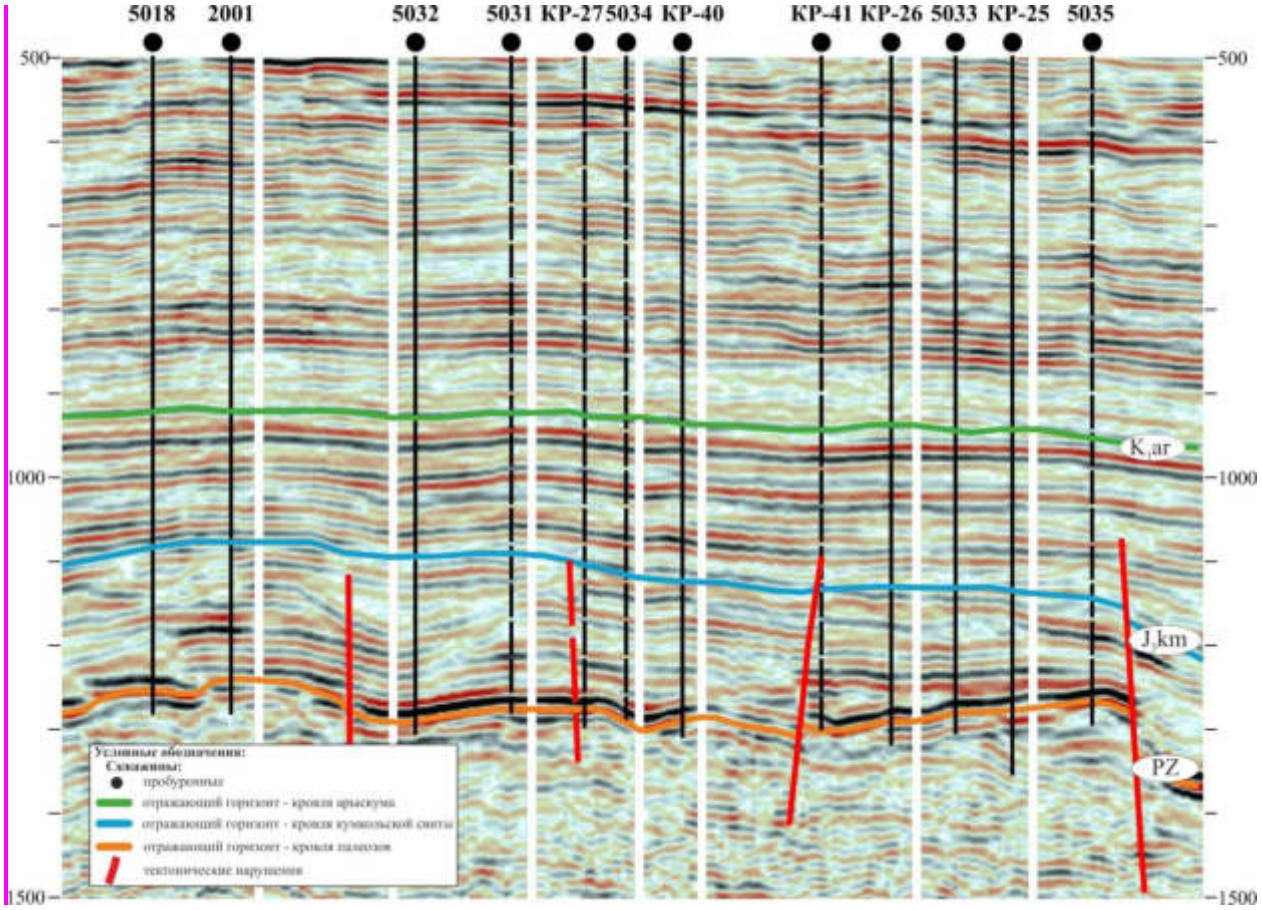


Рисунок 2.1.11 – Временной разрез по Юго-Восточной части месторождения

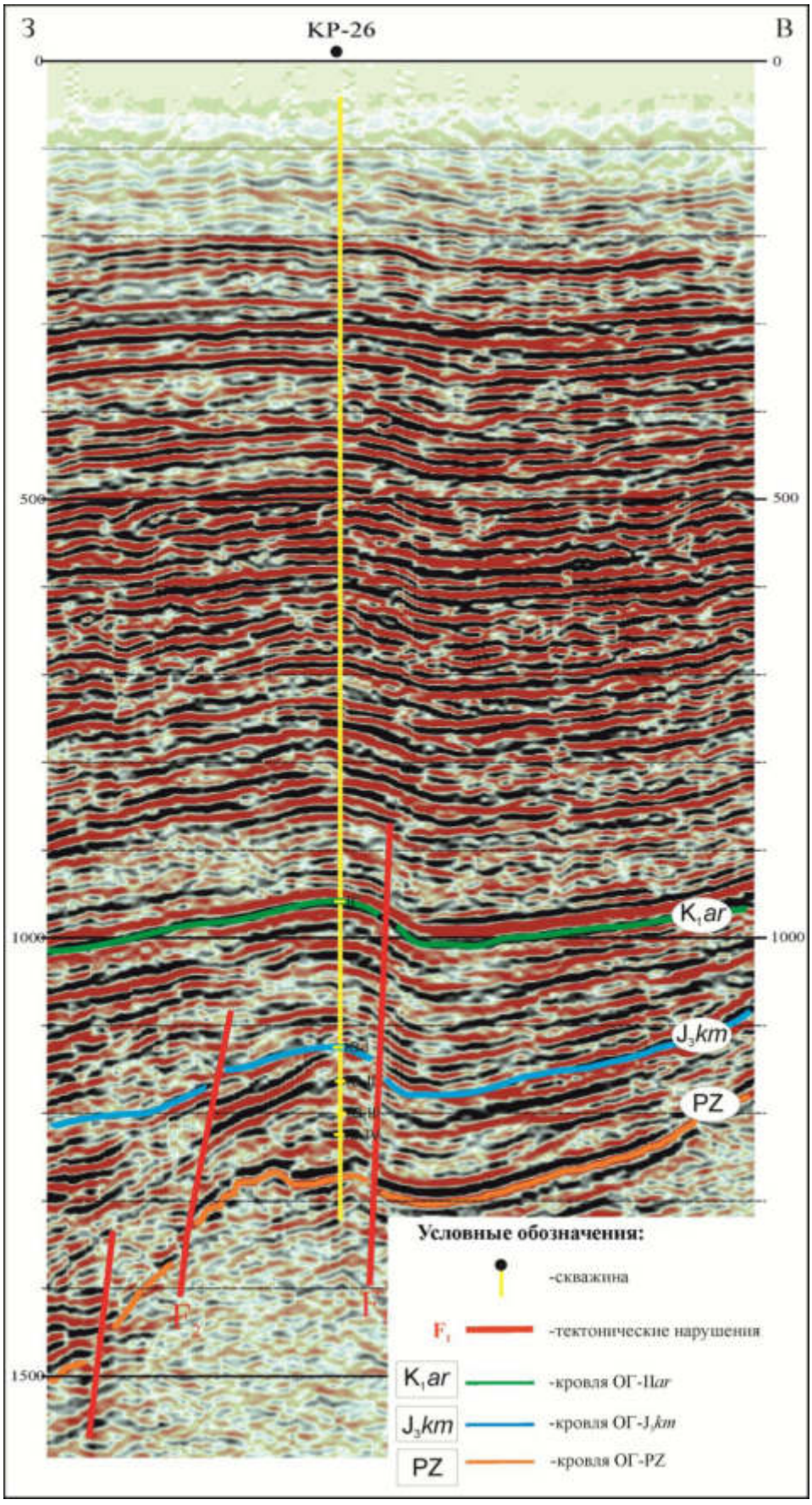


Рисунок 2.1.12 – Фрагмент временного разреза по линии VI-VI

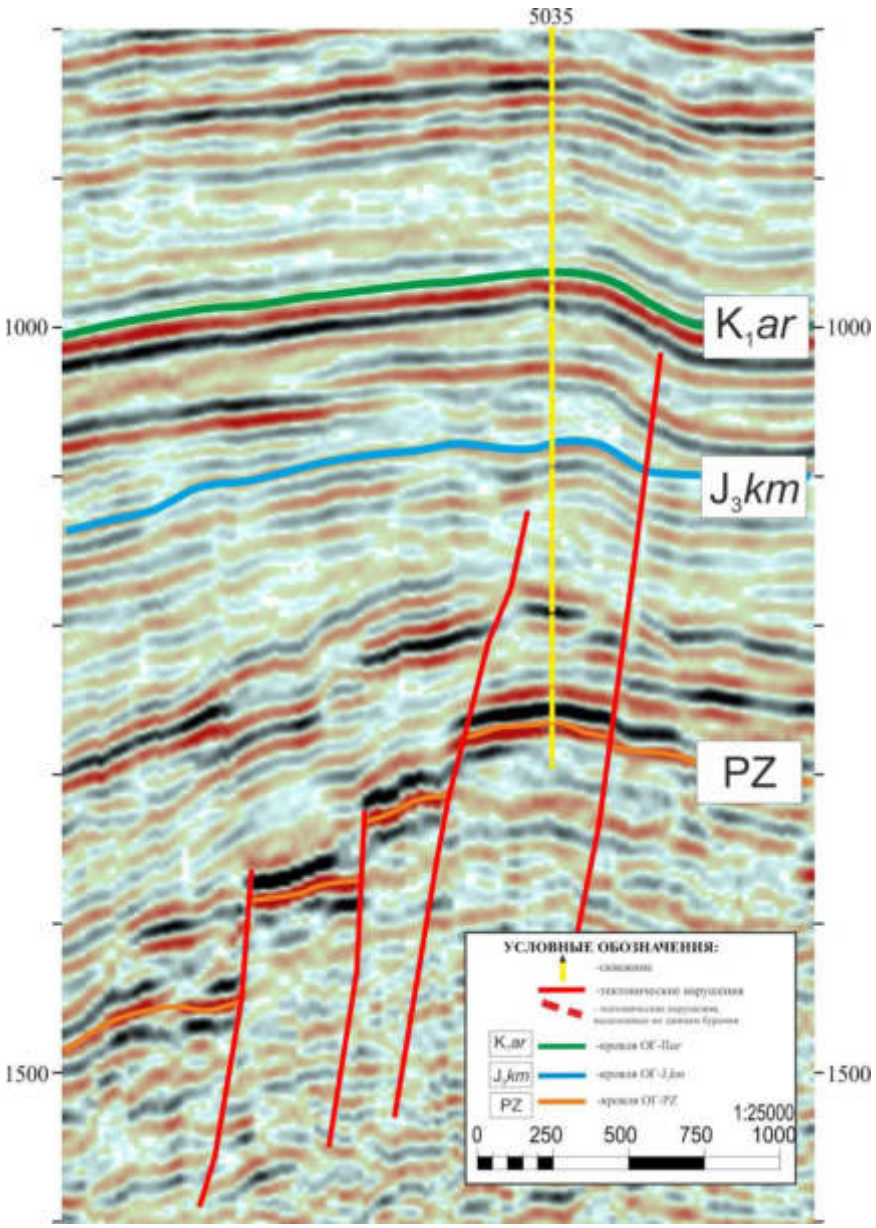


Рисунок 2.1.13 – Фрагмент временного разреза по линии VII-VII

Нефтегазоносность

Продуктивный разрез месторождения Кумколь представлен следующими продуктивными горизонтами: два горизонта - N-5 и N-6 приурочены к верхненеокомским отложениям нижнего мела, М-I и М-II приурочены к отложениям даульской свиты, неокомский надьярус, арыскумский горизонт, Ю-I, Ю-II и Ю-III приурочены к верхнеюрским отложениям (среднекумкольская подсвита), продуктивные горизонты (Ю-IV, Ю-IV-1-0 – Ю-IV-1-5, Ю-V-1-1 – Ю-V-1-3) выделены в отложениях средней юры и

продуктивный горизонт PZ_1–PR, приуроченный к коре выветривания в верхней части палеозойского фундамента.

Ввиду значительного объема информации ниже приведены данные по результатам интерпретации ГИС и опробования только для скважин, непосредственно использованных в предыдущих работах [28, 32] для обоснования флюидальных контактов. Данные по остальным скважинам укладываются в принятые отметки интервалов.

За период после выполнения работы [32] по 01.01.2024 г. были пробурены пять скважин (скв. 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035) в юго-восточной части месторождения, по данным которых уточнены сведения о нефтегазоносности продуктивных горизонтов Ю-IV-1-1–Ю-IV-1-5.

Продуктивный горизонт N-5

Залежь продуктивного горизонта N-5, по результатам интерпретации материалов ГИС и опробованию скважин, вскрыта и изучена 8-ю скважинами (скв. 100, 243, 280, 331, 336, 400, 2070, 3033) и опробована в двух скважинах 100 и 280.

В скважине 100 из интервала 840-846 м (-722,1-728,1 м) в течении трех суток получено 234,62 тыс.м^3 газа на шт. 8-10 мм, при этом подошва коллектора по ГИС находится на абсолютной отметке -733,6 м.

В скважине 280 из интервала 840-845 м (-723,3-728,3 м) в течение 1,5 суток получено 310,66 тыс.м^3 газа на шт. 8-10 мм, причем подошва опробованного газонасыщенного коллектора соответствует абсолютной отметке -727,1 м.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 4 м до 11 м (граф. прил. 16).

ГВК обоснован и принят по подошве коллектора в скважине 100, на абсолютной отметке -733,6 м. Размер залежи по замыкающей изогипсе -735 м составил 1,7х0,9 км. Высота – 12 м. По типу природного резервуара залежь пластовая сводовая. Площадь газоносности равна 791 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт N-6

В работе [24] в продуктивном горизонте N-6 по результатам интерпретации материалов ГИС в 3 скважинах (скв. 136, 243, 280) были выделены газонасыщенные пласты-коллекторы. В скважинах 136, 243 и 280 подошвы газонасыщенных пластов были выделены на абсолютных отметках -752,4 м, -753,1 м и -752,3 м, а кровли водонасыщенных пластов -754,4 м, -754,7 м и -752,3 м соответственно. Опробование горизонта на дату выполнения отчета [24] не производилось. ГВК был принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине 243 на абсолютной отметке -753,1 м. Размеры пластовой сводовой залежи были

определены по замыкающей изогипсе -755 м и составили 1,3х0,5 км с высотой 10 м. Площадь газоносности составляла 366 тыс.м^2.

В 2022 г. в скважине 280 проведено опробование двух объектов перфорации. Первым объектом опробования в скважине 280 в апреле 2022 г. был интервал 864-868 м. В результате опробования получено 17,12 м^3 пластовой воды, пласт оценен как водонасыщенный. Второй объект был перфорирован в мае 2022 г. в интервале 860-861,5 м, из которого также было получено 72,38 м^3 пластовой воды, пласт оценен как водонасыщенный. Таким образом, наличие залежи в горизонте результатами опробования не подтверждено.

Продуктивный горизонт М-I

Надёжным флюидоупором, залегающим над продуктивным горизонтом М-I, является пачка глин и глинисто-карбонатных алевролитов толщиной до 170 м. Общая толщина горизонта в среднем составляет 25,4 м.

К горизонту М-I приурочена нефтяная залежь.

Эффективная нефтенасыщенная толщина М-I горизонта колеблется от 0,5 м (скважины 2462, 2501, 4023) до 16,8 м (скважина 341) и в среднем составляет 7,3 м (граф. прил. 4).

ВНК для нефтяной залежи продуктивного горизонта М-I, был принят по скважинам пробуренным на стадии поисково-разведочных работ, в интервале абсолютных отметок -983-992 м. ВНК залежи для северной части структуры колеблется в интервале отметок -985-991 м (скв. 32, 40, 1125, 1202), в южной (самое высокое положение) – в интервале отметок -983-984 м (скв. 7, 12, 1004, 1011), на западном крыле структуры – в интервале отметок -983-992 м (скв. 1060, 1076, 2216), на востоке контакт установлен в пределах отметок -985-989,6 м (скв. 23, 346, 1008, 1458), и для центральной части – 983-985 м (скв. 3, 1048, 1055).

Залежь нефти по типу резервуара пластовая сводовая. Размеры ее составляют 14 х 5 км. Высота залежи равна 48,7 м. Площадь нефтеносности равна 47712 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт М-II

Горизонт М-II отделяется от вышележащего горизонта глинистой пачкой толщиной до 20 м. В среднем общая толщина горизонта составляет 76,4 м, максимальная толщина горизонта достигает 99,0 м (скважина 2283).

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 0,6 (скважина 2148) до 18,0 м (скважина 339) и в среднем составляет 6,9 м.

К горизонту М-II приурочена нефтяная залежь.

Положение ВНК нефтяной залежи продуктивного горизонта М-II установлено по результатам опробования и данным ГИС, в интервале абсолютных отметок -993-999 м (граф. прил. 5).

Самые низкие отметки нефти зафиксированы в скважинах 6 (восток) и 1040 (запад) до -998,5 и -997,8 м, соответственно. В скважине 3 (юг) получена пластовая вода с абсолютной отметки -999,0 м. По результатам обработки ГИС в скважинах 3033 (запад), 302 (юг), 6 и 10 (восток) ВНК фиксируется на абсолютных отметках -997,1 м, -999,3 м, -998,9 и -998,6 м соответственно. В скважинах 136 (юго-запад), 233 (юг), 2102 (северо-запад), 3061 (северо-запад), 3064 (северо-восток) водонасыщенные пласты выделяются с абсолютных отметок -993,7 м, -993,6 м, -995,1 м, -993,9 м, -995,1 м.

Нефтяная залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая, размеры ее 5,3 х 2,9 км, высота – 24,9 м. Площадь нефтеносности равна 9198 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт Ю-I

Толщина пачки глин, которая отделяет горизонт Ю-I от М-II, достигает 100 м.

Общая толщина горизонта изменяется от 7,9 (скв. 2188), до 31,5 м (скв. 2676), составляя в среднем 17,7 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется в интервале от 0,6 м до 14,6 м и составляет в среднем 6,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 0,5 м (скважины 5014) до 18,5 м (скважина 2081) и в среднем составляет 6,2 м (граф. прил. 6).

К продуктивному горизонту Ю-I приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой, имеющая наибольшую площадь нефтегазоносности на месторождении.

ГНК был обоснован и принят по скважине 9 (по кровле нефтенасыщенного пласта, при опробовании получен приток нефти с отметки -1111,5 м). Положение ГНК подтверждено данными опробования добывающих скважин 2077, 2080 (нефть получена с отметок -1111,3 и -1111,6 м) и по материалам интерпретации ГИС. Лишь в скважине 3026 по ГИС газонасыщенные коллекторы отмечены до отметки -1111,8 м.

На западной части залежи в скважинах 2119 и 2209 получена самая низкая нефть до отметок -1198,9 м и -1201,7 м, а самая высокая вода получена при самостоятельном опробовании коллекторов в скважине 32 (север) с отметки -1197,7 м. В скважине 25 (запад) при опробовании получена нефть до абсолютной отметки -1196,8 м, а с отметки -1207,4 м – пластовая вода. По ГИС в скважинах 2005 и 2029 (юг), 2119 (запад), 40 (северо-восток) нефтенасыщенные пласты фиксируются на отметках -1197,7, -1198,8, -1198,9, -1197,0 м, а водонасыщенные пласты (в скважинах 46 (северо-запад), 15 (юг) и 2119) с абсолютных отметок -1195,6, -1198,0, -1200,1 м, соответственно. Самое высокое (-1198 м) и наиболее

низкое (-1200,5 м) прямое положение ВНК по ГИС наблюдается в скважинах 15 и 1086, соответственно. Положение контакта на северном участке залежи принято на отметке -1197,0 м. Положение ВНК в юго-восточной части было принято на абсолютной отметке -1203,9 м.

В целом по залежи раздел нефть-вода находится в интервале абсолютных отметок -1197-1203,9 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, ее размеры 19 х 8,3 км. Высота залежи 135,2 м, из них газовая часть составляет 43,8 м, а нефтяная – 91,4 м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-I составила 96964 тыс.м^2, газоносности – 9673 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт Ю-II

Горизонт Ю-II отделяется от вышезалегающего горизонта маломощной пачкой, достигающей 10 м глинистых пород. Толщина горизонта достигает своего максимума в скважине 2363, где составляет 26,2 м.

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,4 м, изменяясь от 0,5 м (скважина 2701) до 19,7 м (скважина 3052). Средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет 5,2 м, изменяясь от 0,8 м (скважина 404) до 11,1 м (скважина 1033).

К продуктивному горизонту Ю-II приурочены нефтегазовая залежь, и три нефтяные, аккумулированные в ловушках на западе (район скважины 2432) и на юго-востоке месторождения (район скважин 5020 и 2001).

Основная часть площади продуктивности горизонта Ю-II представлена залежью нефти с газовой шапкой.

Газонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -1111,5 м, по данным материалов ГИС в скважине 3023. Принятый контакт подтвержден последующим опробованием скважин 243 и 244, с нижними абсолютными отметками получения газа на минус 1107,7 и минус 1111,6 м, соответственно.

Самые низкие отметки получения нефти отмечены в скважинах 1р и 2242 до -1202,3, -1202,8 м, соответственно. Подошвы нефтенасыщенных пластов-коллекторов в этих скважинах фиксируются на отметках -1204,9 (скв. 1р) и -1202,8 (скв. 2242). Скважины эти расположены в северной части залежи. В южном направлении по залежи происходит повышение отметки ВНК, что подтверждено данными опробования и ГИС. В южной части нижняя отметка нефти при опробовании установлена на -1194,4 м (скважина 2009), а по материалам ГИС водонасыщенные коллекторы располагаются в интервале отметок -1195,5-1197,4 м (скважины 2021, 2009). Коллектор оценивается как водонасыщенный с отметки -

1197,9 м (скважина 3105). В скважине 23р (восток) самая низкая нефть получена до отметки -1196,1 м, а водонефтяной контакт отбивается на отметке -1196,5 м (скважина 2018).

ВНК по залежи колеблется в пределах -1196-1204,9 м (граф. прил. 7).

Залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная, размеры ее 18 х 7,8 км. Высота газовой части залежи равна 26,3 м, высота нефтяной части составила 91,5 м.

Продуктивность западной части горизонта Ю-II месторождения Кумколь (территория АО «Тургай-Петролеум»), впервые была установлена по результатам бурения и освоения скважины 2275 (октябрь 2003 г.).

По анализам оценки ГИС в большинстве скважин, пробуренных в пределах продуктивного участка в районе скважины 2432, свидетельствует о зависимости положения раздела нефть-вода от хронологической последовательности вскрытия пласта, а именно подъем положения ВНК по мере увеличения продолжительности отбора запасов участка. Также в скважинах 2432, 2476 при вскрытии отмечены промытость пластов-коллекторов в средних и верхних частях продуктивного горизонта Ю-II.

Положение водонефтяного контакта в районе скважины 2432 принято в интервале абсолютных отметок -1199,7-1203,3 м, по данным ГИС и опробования.

Залежь продуктивного участка в районе скважины 2432 по типу природного резервуара пластовая сводовая, литологически экранированнная, с размерами 1,0 х1,1 км. Высота составляет 11,5 м.

По результатам опробования на юго-востоке месторождения (территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз») в районе скважины 2001 установлен небольшой продуктивный участок. Продуктивность этого участка подтверждена единственной скважиной 2001. При опробовании интервала 1390-1393 м (-1279,7-1282,7 м) получен приток нефти дебитом 58 $м^3$/сут на 7 мм штуцере. По результатам интерпретации материалов ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы в интервалах глубин 1390,3-1392,9 м (-1280,0-1282,6 м) и водонасыщенные 1392,9-1394,1 м (-1282,6-1283,8 м).

В скважине 5018, расположенной в 350 м к западу от скважины 2001, по ГИС фиксируются водонасыщенные пласты с кровлей на отметке -1283,2 м.

Положение ВНК обосновано и принято на абсолютной отметке -1282,6 м, по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 2001.

Залежь продуктивного участка в районе скважины 2001 пластовая сводовая. Размеры ее составляют 0,6 х 0,5 км, высота – 2,6 м.

В 500 м южнее основной газонефтяной залежи горизонта установлена нефтеносность в районе скважины 5020. По результатам интерпретации ГИС в скважине выделен нефтенасыщенный пласт толщиной 0,8 м с подошвой на отметке -1224,9 м, и водонасыщенные с отметки -1226,3 м. В скважине произведено опробование интервала 1331,0-1336,0 м (-1222,9-1227,9 м), при котором в течении 3-х дней получено 52.22 $м^3$ жидкости, из которых 27.31 $м^3$ нефти и 24.91 $м^3$ пластовой воды. Положение водонефтяного контакта в районе скважины 5020 принято на отметке -1226,3 м. Размеры продуктивного участка в районе скважины 5020 составляют 0,2 х 0,2 км. Высота около 1 м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-II равна 58438 тыс. $м^2$, площадь газоносности - 2728 тыс. $м^2$.

Продуктивный горизонт Ю-III

Горизонт Ю-III от вышезалегающего Ю-II горизонта отделяется пачкой глин средней толщиной около 10 м. Общая толщина горизонта в среднем составила 17,4 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта варьирует от 0,5 м (скважины 2462) до 28,8 м (скважина 3363) и в среднем равна 7,9 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,8 м (скважина 243) до 8,0 м (скважина 1032) и средняя толщина составляет 3,3 м.

В продуктивном горизонте Ю-III установлены нефтяная залежь с газовой шапкой и нефтяная залежь Северного участка.

Нефтяная залежь с газовой шапкой занимает основную часть площади продуктивности горизонта.

Газовая шапка залежи выявлена в результате опробования скважины 24 (приток нефти с высоким газовым фактором), и была подтверждена опробованием скважины 2088 и геофизической характеристикой вскрытого ею разреза. Положение ГНК обосновано и принято на отметке -1111,5 м.

Положение ВНК по залежи продуктивного горизонта Ю-III, было обосновано и принято по данным опробования и ГИС в интервале абсолютных отметок -1194-1200 м.

В южной части - ВНК колеблется в пределах абсолютных отметок -1195-1197 м. Нефтенасыщенные пласты оценены до отметок -1195,2 (скважина 2024) и -1197,0 м (скважина 2036), а самые высокие водонасыщенные пласты начинаются с отметок -1195,7 (скважина 2015) и -1197,0 м (скважина 2024) соответственно. При опробовании самый низкий уровень притока нефти получен из скважины 3001 до отметки -1195,3 м.

В северной части залежи ВНК колеблется в пределах абсолютных отметок -1196-1197 м. При опробовании нефть получена до отметок -1196,5 м (скважина 2198) и -1198,7 м

(скважина 3201), а водонасыщенные коллекторы по ГИС начинаются с отметок -1196,2 м (скважина 2117) и -1196,9 м (скважина 2147) соответственно.

В восточной части залежи ВНК колеблется в пределах абсолютных отметок -1194-1198 м. По данным ГИС в скважине 347 водонасыщенный пласт-коллектор начинается с отметки -1193,6 м. В скважине 203 положение ВНК фиксируется на отметке -1197,8 м. При опробовании нефть получена до отметок -1194,7-1195,5 м (скважины 304, 345).

В западной части залежи отмечается значительное колебание ВНК, в интервале отметок -1194-1200 м. По данным интерпретации ГИС в скважине 3102 нефтенасыщенные коллекторы уверенно оцениваются до отметки -1201,1 м, а в скважинах 2152 и 3096 отмечаются водонасыщенные коллекторы с отметок -1194,0-1195,6 м соответственно. При опробовании скважины 3102, при добыче из интервала, перфорированного до отметки -1201,1 м, получена нефть с небольшим количеством воды. А в скважине 3076 с отметки -1201,0 м получен приток пластовой воды. В большинстве скважин ВНК находится посередине между крайними принятыми отметками.

Залежь нефти с газовой шапкой по типу резервуара пластовая сводовая. Размеры ее составляют 9,4 х 7,6 км. Высота газовой части залежи равна 9,8 м, нефтяной – 88,5 м.

Нефтяная залежь Северного участка установлена при опробовании скважин 2258 и 2487. По ГИС раздел нефть-вода отбивается на отметках -1198,5 (скважина 2261) и -1201,7 м (скважина 2264). Подошва наиболее низкого нефтенасыщенного пласта-коллектора в пределах залежи фиксируется по данным ГИС на абсолютной отметке -1206,8 м (скважина 2260), а наиболее высокий водонасыщенный пласт – начинается с отметки -1199,0 м (скважина 2248).

ВНК принят в интервале абсолютных отметок -1198-1207 м (граф. прил. 8).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная в северо-западной части. Размеры ее составляют 4,1 х 1,6 км. Высота залежи равна 28,2 м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-III равна 41007 тыс. м^2, площадь газоносности - 694 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV

От вышележащего горизонта продуктивный горизонт Ю-IV отделяется пачкой глин, толщина которой изменяется от 10 м на юго-западе до 40 м на юго-востоке, что связано с размывом средне-юрских отложений.

Общая толщина горизонта достигает 53,0 м (скважины 1249, 1257).

Эффективная газонасыщенная толщина в среднем составляет 2,9 м и меняется от 0,6 м (скв. 3030, 3031) до 6,6 м (скв. 5008). Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,7 м и меняется от 0,6 м (скв. 405, 408, 1042, 5008) до 9,5 м (скв. 2099).

Положение ГНК продуктивного горизонта Ю-IV принято на отметке -1179,0 м, основанием послужило получение газа в скважине 400 до отметки -1165,3 м, и газа с нефтью в скважинах 8, 9, 403, 404, 407, 412, 430. Наиболее низкие отметки, до которых получен газ -1179,0 м (скважина 9) и -1178,9 м (скважина 403), а самые высокие с которых получена нефть -1179,9 м и -1180,0 м (скважины 403 и 430). Данные результатов опробования хорошо согласуются с оценкой характера насыщения по материалам ГИС.

По ГИС нефтенасыщенные коллекторы оценены до отметок -1199,5 и -1199,6 м (скважины 51 и 2100) на различных участках залежи. Наиболее низкая нефть получена до отметок -1197,8 м в скважине 24 (восток), -1194,5 м в скважине 51 (юг), -1193,8 м в скважинах 2 и 409 (запад), -1194,7 м в скважине 415 (север). Вода получена в скважинах 2 и 8р с отметок -1199,8 и -1200,2 м.

Водонефтяной контакт был принят по данным опробования и ГИС в пределах абсолютных отметок -1189-1199 м (граф. прил. 9). Колебание водонефтяного контакта связанно с высокой неоднородностью Ю-IV продуктивного горизонта.

Залежь массивная, стратиграфически и литологически экранированная, высота газовой части залежи равна 40,3 м, нефтяной – 20 м. Размеры залежи составили 6х4,6 км. Площадь нефтеносности горизонта Ю-IV равна 9756 тыс. м^2, площадь газоносности - 5587 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-0

К горизонту приурочены залежи в районе скважин 5017 и 4103.

Толщина горизонта Ю-IV-1-0 в среднем составляет 24,4 м, максимальное значение 32,6 м отмечено в скважинах 2316 (тер. АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз») и 5020.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 1,1 (скважина 2112) до 7 м (скважина 1032) и в среднем равна 2,7 м.

В продуктивном горизонте установлены 2 нефтяные залежи.

Нефтяная залежь в районе скважины 5017 вскрыта одной скважиной. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи - 1,9 м. При опробовании из интервала перфорации 1445,0-1447,0 м (-1334,1-1336,1 м) получен приток нефти дебитом 60,83 м^3/сут на 6 мм штуцере.

ВНК залежи обоснован и принят на абсолютной отметке -1336,5 м, по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 5017(граф. прил. 10).

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, высотой 3 м. Площадь нефтеносности залежи равна 195 тыс.м^2.

Нефтяная залежь в районе скважины 4103 вскрыта 8 скважинами. По ГИС в скважине 1033 нефтенасыщенные пласты выделены до нижней отметки -1196,0 м, а кровля самого высокого водонасыщенного пласта фиксируется в скважине 2112 на абсолютной отметке -1196,1 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1196,0 м.

Залежь пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная, высотой 16,4 м. Площадь нефтеносности залежи равна 511 тыс.м^2.

Площадь нефтеносности продуктивного горизонта Ю-IV-1-0 составляет 706 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1

Толщина горизонта Ю-IV-1-1 в среднем составляет 33,1 м, максимальное значение 39,5 м отмечается в скважине 5021.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 2,2 (скважина 2001) до 9,1 м (скважина 2000) и в среднем равна 5,0 м.

В продуктивном горизонте Ю-IV-1-1 установлены 2 нефтяные залежи.

Нефтяная залежь в районе скважины 2000 вскрыта тремя скважинами (скважины 2000, 5016, 5017). Продуктивность залежи установлена при опробовании скважины 2000. В скважине 2000 были выделены нефтенасыщенные коллекторы толщиной 9,1 м до глубины 1506,4 м (-1395,2 м), и водонасыщенные пласты – толщиной 2,6 м с глубины 1507,2 м (-1396,0 м). Позднее опробованием интервалов 1486,0-1490,0 м (-1374,8-1378,8 м) и 1475,0-1479,0 м (-1363,8-1368,3 м) была так же подтверждена продуктивность вышележащих в горизонте пластов-коллекторов, с получением притоков нефти 25,71 м^3/сут и 21,88 м^3/сут соответственно.

По данным интерпретации ГИС в скважинах 5016 и 5017 выделены нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты-коллекторы. В скважине 5016 подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора отбивается на глубине 1506,1 м (-1395,3 м), а кровля водонасыщенного фиксируется на 1511,1 м (-1400,3 м). При опробовании интервал 1482,0-1485,0 м (-1371,2-1374,2 м) работал нефтью дебитом 28,59 м^3/сут. В скважине 5017 подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на глубине 1495,0 м (-1383,6 м), а кровля воды находится на глубине 1506,4 м (-1395,0 м). При опробовании интервала перфорации 1481,0-1484,0 м (-1369,6-1372,6 м) получен приток нефти дебитом 22,68 м^3/сут (скважина 5017).

ВНК залежи принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 5016 на абсолютной отметке -1395,3 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи составляет 30,7 м. Размеры залежи 1,7х0,5 км. Площадь нефтеносности равна 707 тыс.м^2.

Вторая нефтяная залежь продуктивного горизонта Ю-IV-1-1 вскрыта единственной скважиной 2001. В скважине 2001 выделяется один нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 2,2 м в интервале 1541,5-1543,7 м (-1431,2 -1433,4 м), а кровля водонасыщенного пласта-коллектора находится на глубине 1544,5 м (-1434,2 м). При опробовании выделенного нефтенасыщенного по ГИС коллектора (интервал перфорации 1541,0-1543,5 м (-1430,7-1433,2 м)) получен приток нефти 72,24 м^3/сут.

ВНК залежи обоснован и принят по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 2001 на абсолютной отметке -1433,4 м (граф. прил. 11).

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи 2 м. Площадь нефтеносности равна 374 тыс.м^2. Размеры залежи 1,0х0,6 км.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-IV-1-1 составляет 1081 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт Ю-V-1-1

Толщина горизонта Ю-V-1-1 в среднем составляет 8,4 м, максимальное значение 12,4 м отмечается в скважине 5019.

В продуктивном горизонте Ю-V-1-1 установлены 2 нефтяные залежи.

В двух скважинах (скв. 2000, 5020), из скважин вскрывших продуктивный горизонт, выделены по материалам интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 1,7 (скважина 2000) до 2,7 м (скважина 5020) и в среднем равна 2,2 м.

Нефтяная залежь в районе скважины 5020 вскрыта одной скважиной. По ГИС в пределах горизонта в разрезе скважины 5020 выделены только нефтенасыщенные пласты-коллекторы с подошвой на глубине 1517,2 м (-1409,1 м). При опробовании интервалов 1509,0-1511,0 м (-1400,9-1402,9 м), 1513,0-1514,0 м (-1404,9-1406,4 м) получен приток нефти 34,01 м^3/сут.

ВНК залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 5020 на абсолютной отметке -1409,1 м (граф. прил. 12).

Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи 0,5х0,5 км. Высота – 8 м.

Нефтяная залежь в районе скважины 2000 так же вскрыта одной скважиной. При опробовании в интервале 1526,5-1528,8 м (-1415,3 -1417,3 м) получен приток нефти дебитом 60,29 м^3/сут. По ГИС подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора выделена на глубине 1528,5 м (-1417,3 м), а кровля водонасыщенного находится на глубине 1528,5 м (-1417,3 м).

ВНК принят на абсолютной отметке -1417,3 м (скважина 2000).

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи составили 0,4х0,4 км, а высота – 2 м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-V-1-1 составляет 304 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-V-1-2

Толщина продуктивного горизонта Ю-V-1-2 изменяется от 8,6 м до 17,4 м. Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,3 до 2,1 м, в среднем составляет 1,8 м.

В продуктивном горизонте установлена одна нефтяная залежь (граф. прил. 13).

Нефтяная залежь горизонта Ю-V-1-2 установлена по данным опробования в скважине 5016 из интервала 1544,5-1546,0 м (-1433,7-1435,2 м) получен приток нефти 14,41 м^3/сут.

Результатом опробования скважины 5017 в интервале 1545,0-1547,5 м (-1433,6-1436,1 м) стало получение притока нефти дебитом 29,06 м^3/сут. Подошва нефтенасыщенных по материалам ГИС пластов-коллекторов толщиной 1,2 м находится на глубине 1547,8 м (-1436,4 м).

ВНК залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 5017 на абсолютной отметке -1436,4 м.

Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи 7,9 м.

Площадь нефтеносности продуктивного горизонта Ю-V-1-2 равна 470 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт Ю-V-1-3

Толщина горизонта Ю-V-1-3 в среднем составляет 19,3 м, максимальное значение 23,8 м отмечается в скважинах 2000 и 5016.

Нефтяная залежь продуктивного горизонта Ю-V-1-3 установлена по результатам опробования скважин 2000, 5016, 5017.

При опробовании в скважине 2000 в интервалах 1563-1564 м (-1451,8-1452,8 м), 1566-1572 (-1454,8-1460,8 м) получен приток нефти дебитом 21,36 м^3/сут на 10 мм штуцере.

В скважине 5016 из интервалов перфорации 1569,5-1570 м (-1458,7-1459,2 м), 1571,5-1573 (-1460,7-1462,2 м) при опробовании получено 96,51 м^3/сут нефти на 6 мм штуцере.

В скважине 5017 при опробовании интервала 1569-1572 м (-1457,6-1460,6 м) получена нефть дебитом 31,23 м^3/сут.

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 2000, 5016, 5017 выделены нефтенасыщенные коллекторы эффективной толщиной от 1,2 до 5,6 м, подошвы которых находятся на абсолютных отметках -1461,5 м, -1461,9 м и -1460,4 м, соответственно. Кровли водонасыщенных пластов-коллекторов находятся на абсолютных отметках -1462,2 м,

1461,9 м и -1461,2 м, соответственно (граф. прил. 14). Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 3,3 м.

ВНК залежи принят на абсолютной отметке -1461,9 м, по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 5016.

Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Высота 9,8 м. Размеры залежи 1,0х0,5 км.

Площадь нефтеносности горизонта равна 436 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт PZ_1-PR

Горизонт стратифицирован в выветрелой верхней части палеозой-протерозойского фундамента. Нефтегазоносность связана с вторичными коллекторами коры выветривания, возникшими в результате преобразования в континентальных условиях магматических, метаморфических и осадочных пород под влиянием различных факторов выветривания.

Общая толщина пластов-коллекторов горизонта PZ_1-PR в среднем составляет 25,0 м, максимальное значение 143,2 м отмечено в скважине 5005.

Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины составляет 6,8 м (при колебаниях от 0,8 до 20,2 м).

В продуктивном горизонте PZ_1-PR установлены три нефтяные залежи: одна залежь приуроченная к Западному, Центральному и Восточному куполам; две залежи – к Северо-Восточному и Южному куполам.

Нефтяная залежь в районе Западного, Центрального и Восточного куполов установлена по результатам опробования и материалов данных ГИС.

В скважине 2122 из интервала перфорации 1312,9-1323,2 м (-1189,4-1199,7 м) получен приток нефти 1,3 м^3/сут на 8 мм штуцере, где подошва нефтенасыщенного по ГИС пласта расположена на абсолютной отметке -1194,6 м.

В скважине 4041 по материалам интерпретации ГИС выделены нефтенасыщенные пласты с подошвой на абсолютной отметке -1191,6 м, и водонасыщенные – с кровлей на отметке -1194,9 м. В скважине 4041 были опробованы интервалы перфорации 1308-1310 м (-1186,3-1188,3 м), 1311-1312,5 м (-1189,3-1190,8 м), 1316,5-1319 м (-1194,8-1197,3 м). В результате опробования в течение 3-х дней получено 12,33 м^3 нефти и 5,43 м^3 пластовой воды.

В скважине 5014 по данным материалов ГИС подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора отбивается на абсолютной отметке -1201,7 м. Опробование интервала перфорации 1310,0-1330,0 м (-1194,9-1214,9 м) производилось в 2014 году, где в течении 2-х дней получено 1,08 м^3 нефти, 47,68 м^3 воды. При достреле скважины на глубинах 1265-1268

м (-1149,9-1152,9 м), 1270,0-1275,0 м (-1154,9-1159,9 м), 1280-1290,0 м (-1164,9-1174,9 м) в течение 6 дней получено 6,39 $м^3$ нефти, 28,85 $м^3$ пластовой воды.

Положение ВНК в целом для залежи в районе Западного, Центрального и Восточного куполов установлено по данным ГИС и подтверждено опробованием в интервале абсолютных отметок -1195-1201,7 м.

Залежь по типу резервуара массивная, высота залежи в районе Западного, Центрального и Восточного куполов достигает 18 м, размеры составляют – 3,6х2,8 км.

В Северо-Восточном куполе установлена нефтяная залежь по результатам опробования скважины 272.

В скважине 272 был перфорирован интервал 1303-1327 м (-1187,6-1211,6 м) (октябрь 2007 г.). При освоении из интервала перфорации был получен приток дебитом нефти 47,1 $м^3$/сут и газа 7,4 $м^3$/сут на 8 мм штуцере соответственно. Подошва нефтенасыщенного пласта по интерпретации материалов ГИС отбивается на абсолютной отметке -1196,7 м.

В скважине 430 по результатам интерпретации материалов ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютной отметки -1196,0 м, и водонасыщенные с кровлей на отметке -1197,1 м.

Положение ВНК Северо-Восточного купола обосновано и принято на абсолютной отметке -1197 м (граф. прил. 15).

Залежь по типу природного резервуара массивная, размеры ее составляют 1,6 х 0,8 км. Высота залежи 8 м.

При опробовании скважины 5003 в Юго-Восточной части структуры, был получен промышленный приток нефти, на основании которого выявлена нефтяная залежь.

ВНК обоснован данными опробования скважины 5003, в которой из интервала перфорации 1370-1385 м (-1260,8-1275,8 м) были получены притоки нефти 71,2 $м^3$/сут и воды 19,2 $м^3$/сут. По материалам ГИС выделены нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты-коллекторы. Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенного пласта-коллектора фиксируется на отметке минус 1274,9 м, а кровля водонасыщенного – -1279,7 м.

Положение ВНК для залежи в районе скважины 5003, по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора на отметке -1275 м. Залежь по типу природного резервуара массивная, размеры ее составляют 0,7х0,7 км. Высота залежи 23 м.

Площадь нефтеносности по горизонту в целом составила 7064 тыс.$м^2$.

Юго-Восточная часть месторождения Кумколь.

Описываемая часть месторождения осложнена серией нарушений, которыми разделена на северный и южный блоки. В этой части месторождения за период после выполнения работы [32] по 01.01.2024 г. были пробурены скважины 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035, в северном и южном блоках. Скважины были пробурены в пределах установленных ранее контуров нефтеносности продуктивных горизонтов выделенных на этом участке месторождения, кроме горизонта Ю-IV-1-5, где скважины попали в законтурную область установленной залежи. Несмотря на это, скважины 5033, 5034, 5035 подтвердили установленные ранее продуктивные горизонты (рис. 2.14) и залежи горизонтов, в то время как в скважинах 5031, 5032 были вскрыты только водонасыщенные по данным ГИС пласты-коллекторы, подтвержденные опробованием. В результате проведенной попластовой корреляции были зафиксированы водонасыщенные пласты в скважинах 5031, 5032 расположенные гипсометрически выше продуктивных пластов в скважинах КР-27 и КР-40. На этом основании в Северном блоке между скважинами 5032 и КР-27 предполагается наличие нарушения, которое было прослежено с использованием временных разрезов по участку (рис. 2.1.10, 2.1.11).

В **продуктивном горизонте Ю-IV-1-1** распространены две нефтяные залежи северного – в районе скважин КР-27, КР-40, 5034, и южного – в районе скважин КР-25, 26, 41, 5033, 5035, блоков.

Нефтяная залежь **северного блока** выделена в скважинах КР-27, 40, 5034 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважине КР-27.

В скважине КР-27 из интервала 1577-1579 м получен приток нефти с дебитом 30,95 $м^3$/сут на 6 мм штуцере. ВНК – 1471,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-40.

За анализируемый период в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5031, 5032 и 5034.

В скважине 5031 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1450,5 м. В скважине 5031 в результате совместного опробования интервалов 1563-1565 м (-1449,7-1451,7 м), 1567-1569 м (-1453,7-1455,7 м) (Ю-IV-1-1), был получен приток пластовой воды объемом 18,17 $м^3$.

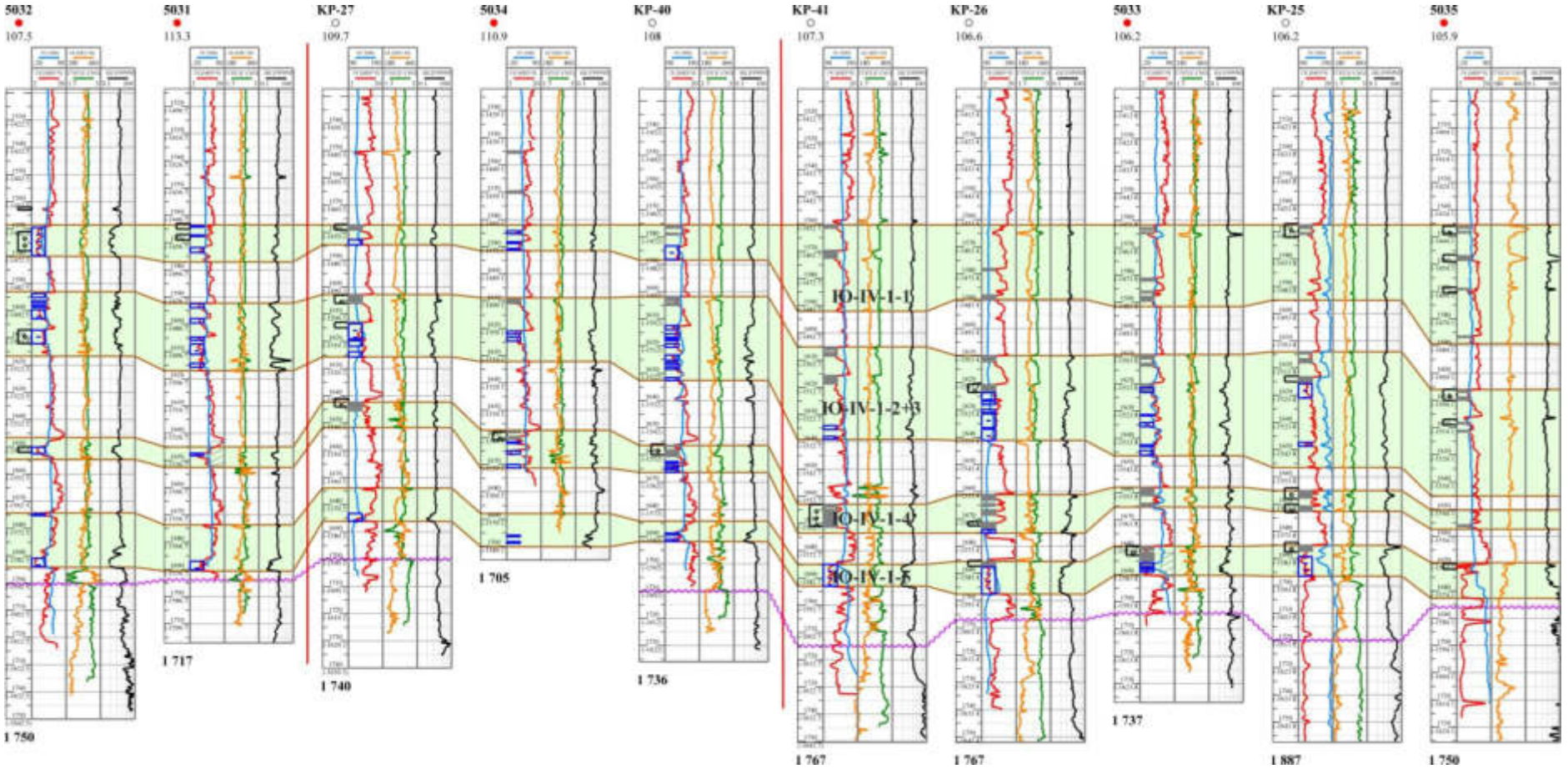


Рисунок 2.1.14 – Схема корреляции по скважинам 5032-5031-КР-27-5034-КР-40-КР-41-КР-26-5033-КР-25-5035

В скважине 5032 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1455 м. В скважине 5032 в результате совместного опробования интервалов 1562-1563 м (-1456,1-1457,1 м), 1571-1578 м (-1465,1-1472,1 м) (Ю-IV-1-1), 1607-1612 м (-1501,1-1506,1 м), 1650-1652 м (-1544,1-1546,1 м), был получен приток пластовой воды объемом 23,32 м^3.

По данным бурения скважин 5031 и 5032 в блоке выделено нарушение тектонически ограничивающее залежь в районе скважины КР-27.

В скважине 5034 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1473,3 м.

Принятая площадь нефтеносности по категории C_1 составила 722 тыс.м^2, уточненная по данным бурения скважин – 190 тыс.м^2.

Нефтяная залежь **южного блока** выделена в скважинах КР-25, КР-26, КР-41, 5033, 5035, по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважине КР-25. В скважине КР-25 из интервала 1567-1572 м получен приток нефти дебитом 41,14 м^3/сут на 7 мм штуцере. ВНК в южном блоке наклонный. В северо-западной части ВНК на отметке -1482,8 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-26, а в юго-западной части ВНК – 1481,3 м, по кровле водонасыщенного коллектора в скважине КР-25 (граф. прил. 18).

За период после работы [32] в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5033 и 5035.

В скважине 5035 выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы с подошвой на абсолютной отметке -1481 м, что укладывается в ранее принятое положение контакта.

В скважине 5035 проведено совместное опробование интервалов перфорации 1546-1549 м (-1440,1-1443,1 м) (Ю-IV-1-1), 1568,5-1570,5 м (-1462,6-1464,6) (Ю-IV-1-1), 1606-1610 м (-1500,1-1504,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1617-1619 м (-1511,1-1513,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1621-1622 м (-1515,1-1516,1 м) (Ю-IV-1-2+3), в результате которого в течение 4 дней было получено 39,53 м^3 нефти.

В скважине 5033 выделены 4,3 м нефтенасыщенных пластов-коллекторов с подошвой на абсолютной отметке -1483,4 м.

Положение ВНК уточнено по результатам бурения скважины 5033, и находится в интервале отметок -1481,3-1483,4 м.

Принятая площадь продуктивности категории C_1 – 769 тыс. м^2, уточненная по данным бурения скважины 5035 – 725 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2+3 содержит две нефтяные залежи **северного** в районе скважин КР-27, КР-40, 5034 и **южного** в районе скважин КР-25, КР-26, КР-41, 5033, 5035,блоков (граф. прил. 19).

Нефтяная залежь **северного** блока выделена в скважинах КР-27, 40, по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважине КР-27.

В скважине КР-27 из интервалов 1603-1606 м и 1613-1615м получены притоки нефти с дебитами 49,57 $м^3$/сут на 6 мм штуцере и 2,95 $м^3$/сут. ВНК – 1503,8 м, по прямому контакту нефть+вода в скважине КР-27.

За анализируемый период в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5031, 5032 и 5034.

В скважине 5031 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1479,1 м.

В скважине 5032 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1486,2 м. В скважине 5032 в результате совместного опробования интервалов 1562-1563 м (-1456,1-1457,1 м), 1571-1578 м (-1465,1-1472,1 м), 1607-1612 м (-1501,1-1506,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1650-1652 м (-1544,1-1546,1 м), был получен приток пластовой воды объемом 23,32 $м^3$.

По данным бурения в блоке выделено нарушение тектонически ограничивающее залежь в районе скважины КР-27.

В скважине 5034 по данным интерпретации ГИС выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 1,5 м до абсолютной отметки -1499,9 м, с абсолютной отметки -1510,1 м в скважине фиксируется водонасыщенный пласт, что укладывается в ранее принятое положение контакта.

Принятая площадь продуктивности категории $С_1$ составила 818 тыс.$м^2$, уточненная по данным бурения скважины 5032 – 340 тыс.$м^2$.

Нефтяная залежь **южного** блока выделена в скважинах КР-25, К-26, К-41, 5033, 5035 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважинах КР-25. КР-26, 5035.

При опробовании в скважинах КР-25 и КР-26 интервалов 1623-1625 м и 1620,5-1623,5 м получены промышленные притоки нефти дебитами 143,62 $м^3$/сут на 7 мм штуцере и 61,584 $м^3$/сут на 6,0 мм штуцере, соответственно. В скважине КР-25 также получены притоки пластовой воды дебитом 15,48 $м^3$/сут на 7 мм штуцере. ВНК на южном блоке по горизонту Ю-IV-1-2+3 наклонный, в северо-западной части ВНК -1517 м, принят по прямому контакту

нефть+вода в скважине КР-26. В юго-восточной части ВНК -1519,5 м, принят по прямому контакту нефть+вода в скважине КР-25.

За период после работы [31] в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5033 и 5035.

В скважине 5033 подошва нефтенасыщенных пластов-коллекторов по данным ГИС фиксируется на абсолютной отметке -1516,9 м, причем нижний из пластов, вероятно, обводнен, в результате отборов из близрасположенных скважин. Кровля воды отбивается на абсолютной отметке -1525,1 м.

В скважине 5035 выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы с подошвой на абсолютной отметке -1515,7 м, укладывающиеся в принятое положение контакта. В скважине 5035 проведено совместное опробование интервалов перфорации 1546-1549 м (-1440,1-1443,1 м) (Ю-IV-1-1), 1568,5-1570,5 м (-1462,6-1464,6) (Ю-IV-1-1), 1606-1610 м (-1500,1-1504,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1617-1619 м (-1511,1-1513,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1621-1622 м (-1515,1-1516,1 м) (Ю-IV-1-2+3), в результате которого в течение 4 дней было получено 39,53 $м^3$ нефти.

Принятая площадь нефтеносности категории C_1 составила 741 тыс.$м^2$, уточненная по данным бурения скважины 5035 – 735 тыс.$м^2$.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-4 содержит две нефтяные залежи **северного** в районе скважин скважин КР-27, КР-40, 5034, и **южного** в районе скважин КР-25, К-26, К-41, 5033, 5035, блоков (граф. прил.20).

Нефтяная залежь **северного** блока выделена в скважинах КР-27, К-40, 5034, по результатам интерпретации ГИС и опробования.

В скважине КР-27 из интервала 1641-1644 м получен приток нефти дебитом 48,75 $м^3$/сут на 6 мм штуцере. При опробовании интервала 1656-1660 м в скважине КР-40 получен приток нефти дебитом 77,96 $м^3$/сут на 6 мм штуцере. ВНК – 1552,5 м, принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-40.

За период после работы [31] в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5031, 5032 и 5034.

В скважине 5031 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1534,1 м, в скважине 5032 – с -1542,6 м.

В скважине 5032 в результате совместного опробования интервалов 1562-1563 м (-1456,1-1457,1 м), 1571-1578 м (-1465,1-1472,1 м), 1607-1612 м(-1501,1-1506,1 м), 1650-1652 м (-1544,1-1546,1 м) (Ю-IV-1-4), был получен приток пластовой воды объемом 23,32 $м^3$.

По данным бурения в блоке выделено нарушение тектонически ограничивающее залежь в районе скважины КР-27.

В скважине 5034 подошва нефтенасыщенных пластов-коллекторов по данным ГИС фиксируется на абсолютной отметке -1551,3 м, причем нижний из пластов, вероятно, обводнен, в результате отборов из близрасположенных скважин. Кровля воды отбивается на абсолютной отметке -1554,1 м. В скважине 5034 при испытании интервала 1658-1661 м (-1547,1-1550,1 м) в течение 5 дней было получено 18,82 м³ нефти.

Принятая площадь продуктивности категории C_1 составила 754 тыс.м^2, уточненная по данным бурения скважины 5032 – 280 тыс.м^2.

Нефтяная залежь южного блока выделена в скважинах КР-25, К-26, К-41, 5033 и 5035 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважинах КР-25, К-26, К-41.

В скважине КР-25 из интервалов 1670-1673 м и 1664-1668 м получены притоки нефти дебитами 8,52 м^3/сут и 50,22 м^3/сут на 10 мм штуцере.

В скважине КР-26 из интервала 1671-1672,5 м в течение двух дней фонтанным способом получено 65,95 м³ нефти с газом на 6 и 8 мм штуцерах.

В скважине КР-41 из интервалов 1663-1671 м в течение четырех дней фонтанным способом получено 124,29 м³ нефти на 7 мм штуцере.

ВНК -1567 м принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-26.

За период после работы [31] в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5033 и 5035.

В скважине 5033 выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор с подошвой на абсолютной отметке -1558,7 м, в скважине 5035 – с подошвой на абсолютной отметке -1550,5 м, что укладывается в принятое положение контакта.

Принятая площадь продуктивности категории C_1 составила 690 тыс. м^2, уточненная по данным бурения – 685 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-5 содержит залежь в **южном** блоке в районе скважин КР-25, КР-26, 5033, 5035. Скважины КР-27, К-40, К-41, находящиеся в северном блоке по результатам интерпретации ГИС водонасыщены (граф. прил.21). Водонасыщены по данным ГИС также коллекторы в пробуренных после [32] скважинах 5031, 5032 и 5034.

В южном блоке была выделена нефтяная залежь в скважинах КР-25, КР-26, 5033, 5035 по результатам интерпретации ГИС и была доказана опробованием.

В скважине КР-25 из интервала 1684-1687,5 м получен приток нефти дебитом 67,05 м^3/сут на 10 мм штуцере. В скважине КР-26 при испытании интервала 1685,3-1687,3 м

получены приток нефти дебитом 87,36 $м^3$/сут на 10 мм штуцере и 44,88 $м^3$/сут воды. ВНК – 1581,1 м принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-26.

После работы [32] в пределах установленного контура нефтеносности пробурена скважина 5033, а южнее установленного контура нефтеносности пробурена скважина 5035.

Характер насыщения пластов в скважине 5033 был оценен с учетом принятого положения ВНК на абсолютной отметке -1581,1 м. В скважине 5033 в интервале перфорации 1679,5-1683 м (-1573,3-1576,8 м) проведено опробование, в результате которого в течение 5 дней было получено 27,29 м³ нефти.

В скважине 5035 выделен пласт-коллектор в интервале абсолютных отметок -1564,8-1565,5 м. При опробовании в скважине 5035 интервал 1670-1672 м (-1564,1-1566,1 м) был получен газ, и интервал был оценен как газоносный.

Учитывая результаты опробования скважины 5035, а также результаты опробования скважины КР-25 и КР-26, при опробовании интервалов в которых скважины периодически газировали, в залежи выделена газовая шапка. Положение газонефтяного контакта предполагается на отметке -1565,5 м, по подошве пласта-коллектора выделенного по ГИС.

Таким образом, в связи с полученными данными залежь является нефтяной с газовой шапкой.

Принятая площадь нефтеносности категории $С_1$ составляла 293 тыс.$м^2$.

Уточненная площадь нефтеносности составила 285 тыс.$м^2$, площадь газоносности составила 80 тыс.$м^2$.

Тип природного резервуара залежей горизонтов Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2+3, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 – пластово-сводовый, осложненный тектоническими нарушениями.

В таблицах 2.1.1 и 2.1.2 приведены характеристики залежей продуктивных горизонтов и абсолютные отметки межфлюидных контактов.

Таблица 2.1.1 – Характеристика продуктивных горизонтов

№ п/п	Горизонт	Залежь (р-н скв.)	Глубина залега-ния, м	Тип залежи	Площадь нефт./газ., тыс. м^2	Тип коллектора	Средняя эффек. толщ. нефт./газ., м	Абсолютная отметка начального положения, м		
								ВНК	ГНК	ГВК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	N-5	100, 280	846	пласт. свод.	-/791	поровый	-/6,2	-	-	-733,6
2	N-6	136, 243	870	пласт. свод.	-/-	поровый	-/-	-	-	-
3	М-I	нефт.	1114	пласт. свод.	47712/-	поровый	7,3/-	-983-992	-	-
4	М-II	нефт.	1146	пласт. свод.	9198/-	поровый	6,9/-	-993-999	-	-
5	Ю-I	газонефт.	1277	пласт. свод.	96964/9673	поровый	6,2/6,5	-1197-1203,9	-1111,5	-
6	Ю-II	газонефт.	1299	пласт. свод.	57142/2728	поровый	5,4/5,2	-1196-1204,9	-1111,5	-
7	Ю-II	2432	1346	пласт. свод.	801/-	поровый	2,6/-	-1197-1203,3	-	-
8	Ю-II	5020	1331	пласт. свод.	25/-	поровый	1,7/-	-1226,3	-	-
9	Ю-II	2001	1390	пласт. свод.	470/-	поровый	3,8/-	-1282,6	-	-
10	Ю-III	газонефт.	1312	пласт. свод.	37881/1694	поровый	7,9/3,3	-1194-1200	-1111,5	-
11	Ю-III	сев. уч.	1334	пласт. свод.	3196/-	поровый	8/-	-1198-1207	-	-
12	Ю-IV	газонефт.	1342	пласт. свод.	9756/5587	поровый	3,7/2,9	-1189-1199	-1179,0	-
13	Ю-IV-1-0	5017	1446	пласт. свод.	195/-	поровый	1,9/-	-1336,5	-	-
14	Ю-IV-1-0	4103	1370	пласт. свод.	511/-	поровый	3/-	-1196,0	-	-
15	Ю-IV-1-1	2000	1480	пласт. свод.	707/-	поровый	5,9/-	-1395,3	-	-
16	Ю-IV-1-1	2001	1542	пласт. свод.	347/-	поровый	2,2/-	-1433,4	-	-
17	Ю-V-1-1	5020	1510	пласт. свод.	178/-	поровый	2,7/-	-1409,1	-	-
18	Ю-V-1-1	2000	1527	пласт. свод.	126/-	поровый	1,7/-	-1417,3	-	-
19	Ю-V-1-2	5016	1543	пласт. свод.	470/-	поровый	1,81,8/-	-1436,4	-	-
20	Ю-V-1-3	2000	1568	пласт. свод.	436/-	поровый	3,3/-	-1461,9	-	-
21	Ю-IV-1-1 (ЮВ)	КР-27	1569	пласт. свод.	190/-	поровый	3,0/-	-1471,1	-	-
22	Ю-IV-1-1 (ЮВ)	КР-25	1577	пласт. свод.	725/-	поровый	1,6/-	-1481,3-1483,4	-	-
23	Ю-IV-1-2+3 (ЮВ)	КР-27	1602	пласт. свод.	340/-	поровый	2,4/-	-1503,8	-	-
24	Ю-IV-1-2+3 (ЮВ)	КР-25	1610	пласт. свод.	735/-	поровый	4,5/-	-1517-1519,5	-	-
25	Ю-IV-1-4 (ЮВ)	КР-27	1649	пласт. свод.	280/-	поровый	2,0/-	-1552,5	-	-
26	Ю-IV-1-4 (ЮВ)	КР-25	1663	пласт. свод.	685/-	поровый	4,6/-	-1567	-	-
27	Ю-IV-1-5 (ЮВ)	КР-25	1685	пласт. свод.	285/80	поровый	3,3/0,7	-1581,1	-1565,5	-
28	PZ_1-PR	З+Ц+В	1295	массивная	5947/-	пор.-трещ.	6,6/-	-1195-1201,7	-	-
29	PZ_1-PR	СВ	1319	массивная	754/-	пор.-трещ.	3,7/-	-1197	-	-
30	PZ_1-PR	Ю	1362	массивная	363/-	пор.-трещ.	12/-	-1275	-	-

Таблица 2.1.2 – Абсолютные отметки межфлюидных контактов

№ п/п	Пласт	Участок	№№ скв.	Отметки ВНК, ГНК, ГВК м		
				по ГИС	по опробованию	принятые
1	2	3	4	5	6	7
1	N-5	газовая	100	-733.6	-728.1	-733.6
2			280	-727.1	-728.3	-727.1
3	N-6	газовая	243	-753.1	-	-753.1
			280	-752.3	-	
4	М-I	нефтяная	32, 40, 1125	-985-991	-986,7,-985,2, -984,8	-983-992
			7,1004	-983-984	-981,7, -980,9	
			23,346,1008	-985-989,6	-976,6,-983,0, -983,9	
			3,1048,1055	-983-985	-978,6, -973,3,-978,1	
5	М-II	нефтяная	6	-998.5	-998,5	-993-999
			1040	-997.8	-997,8	
			3	-999	-999,0	
			233	-993.6	-	
6	Ю-I	газонефтяная	9	-1111,6	-1111,5	-1111,5
			2077	-1111,4	-1111,3	
			2080	-1111,6	-	
			2119	-1198,9	-1198,9	-1197-1203,9
			2209	-1201,7	-1201,7	
			32	-1197,7	-	
			25	-1196,8	-	
			5017	-1203,9	-1203,9	
7	Ю-II	газонефтяная	3023	-1111,5	-	-1111,5
			243	-1107,7	-1107,7	
			244	-1111,6	-1111,6	
			1р	-1204,9	-1202,3	-1196-1204,9
			23р	-1196,1	-	
8		р-н скв. 2432	2432	-1199,0	-1199,0	-1199,7-1203,3
9		р-н скв. 2001	2001	-1282,6	-1282,6	-1282,6
			5018	-1282,3	-	
10		р-н скв. 5020	5020	-1226,3	-1226,3	-1226,3
11	Ю-III	газонефтяная	24	-	-1111,5	-1111,5
			2088	-1112,1	-1112,1	
			2152	-1193,2	-	-1194-1200
			3102	-1201,1	-1201,1	
12	Ю-IV	газонефтяная	400	-1165,3	-1165,3	-1179,0
			9	-1179,0	-1179,0	
			3024	-1188,6	-	-1189-1199
			3044	-1199,6	-	
			415	-1195,9	-1194,7	
13	Ю-IV-1-0	р-н скв. 5017	5017	-1336,5	-1336,1	-1336,5
14		р-н скв 4103	1241	-1191,8	-1191,8	-1196
			1033	-1196,0	-	
15	Ю-IV-1-1	р-н скв 2000	5016	-1395,3	-1374,2	-1395,3
			2000	-1395,2	-1390,3	
16		р-н скв 2001	2001	-1433,4	-1433,2	-1433,4
17	Ю-IV-1-1 (ЮВ)	Северный блок	27	-1469,4	-1469,32	-1471,1
			40	-1471,1	-	
18		Южный блок	25	-1464,6	-1464,6	-1481,3-1483,4
			5033	-1483,4	-	
			41	-1465,2	-	

Продолжение таблицы 2.1.2

1	2	3	4	5	6	7
19	Ю-IV-1-2+3 (ЮВ)	Северный блок	27	-1503,8	-1503,6	-1503,8
			40	-1497,0	-	
20		Южный блок	25	-1519,5	-1518,84	-1517-1519,5
			26	-1517,0	-1516,89	
			41	-1511,4	-	
21	Ю-IV-1-4 (ЮВ)	Северный блок	27	-1535,7	-1534,32	-1552,5
			40	-1552,5	-1551,96	
22		Южный блок	25	-1566,4	-1566,4	-1567
			26	-1567,0	-1565,89	
			41	-1564,0	-1563,6	
23	Ю-IV-1-5 (ЮВ)	Южный блок	5035	-1565,5	-	-1565,5
			26	-1581,1	-1580,69	-1581,1
24	Ю-V-1-1	р-н скв 2000	2000	-1417,3	-1417,3	-1417,3
25		р-н скв 5020	5020	-1409,1	-1406,4	-1409,1
26	Ю-V-1-2	р-н скв 5016	5016	-1435,2	-1435,1	-1436,4
			5017	-1436,4	-1436,1	
27	Ю-V-1-3	р-н скв 5016	5016	-1461,9	-1461,9	-1461,9
28	PZ_1-PR	З+Ц+В	2122	-1194,6	-1194,6	-1195-1201,7
			5017	-1201,7	-1201,7	
29	PZ_1-PR	СВ	272	-1196,7	-1196,7	-1197
30	PZ_1-PR	Ю	5003	-1274,9	-1274,9	-1275

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

Небольшие уточнения расчлененности эксплуатационных объектов и толщин пластов после работы [32] произошли только в Юго-Восточной части месторождения, в связи с бурением скважин 5031, 5032, 5033, 5034, 5035. На графических приложениях 4-21 приведены карты начальных нефте- и газонасыщенных толщин установленных продуктивных горизонтов, отражающих распространение эффективных насыщенных толщин на плане.

Коэффициенты песчанистости, расчлененности и распространения являются основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов.

Показатели неоднородности для каждого горизонта приведены в таблице 2.2.1. Приведенные ниже средние значения для горизонта в целом рассчитаны как средние значения по скважинам, пробуренным в пределах залежей. Скважины, в которых продуктивный горизонт был вскрыт частично, полностью или частично отсутствовал полный комплекс ГИС в пределах горизонта, не были использованы при расчете статистических показателей неоднородности.

На графических приложениях 1, 2 и 3 приведены разрезы, отражающие распространение, распределение и расчлененность коллекторов в разрезе продуктивных горизонтов.

Таблица 2.2.1 - Статистические показатели неоднородности продуктивных горизонтов

Горизонт	Кол-во скважин и боковых стволов, использованных для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Коэффициент расчлененности	Коэффициент распространения, доли ед.
		среднее	вариации	среднее	среднее
1	2	3	4	5	6
Месторождение Кумколь					
N-5	8	0,388	0,224	3,40	1,00
N-6	3	0,176	0,057	4,70	1,00
M-I	593	0,623	0,057	5,18	1,00
M-II	144	0,753	0,021	9,23	1,00
Ю-I	957	0,528	0,131	3,97	1,00
Ю-II	755	0,687	0,098	2,62	0,98
Ю-III	543	0,693	0,078	3,08	0,97
Ю-IV	120	0,437	0,326	4,14	0,93
Ю-IV-1-0	9	0,701	0,150	2,00	1,00
Ю-IV-1-1	4	0,430	0,454	5,25	1,00
Ю-V-1-1	2	0,541	0,094	2,50	1,00
Ю-V-1-2	3	0,926	0,013	1,33	1,00
Ю-V-1-3	3	0,607	0,002	9,00	1,00
PZ_1-PR	37	0,507	0,293	5,32	0,86

Продолжение таблицы 2.2.1

Юго-Восточная часть месторождения Кумколь					
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Ю-IV-1-1	7	0,395	0,558	3,43	1,00
Ю-IV-1-2+3	8	0,333	0,257	5,50	1,00
Ю-IV-1-4	8	0,502	0,192	3,38	1,00
Ю-IV-1-5	4	0,635	0.315	2,50	1,00

Продуктивные горизонты месторождения характеризуются высокими значениями коэффициента распространения. Значения коэффициента распространения меньше единицы характеризует продуктивные горизонты Ю-II, Ю-III, Ю-IV и PZ_1-PR, где в разрезах некоторых скважин по данным ГИС отсутствуют пласты-коллекторы. Основная часть горизонтов месторождения характеризуется песчанистостью выше 0,5 д.ед. при относительно низкой вариации, что свидетельствует о малой степени изменчивости показателя по скважинам.

Характеристика толщин, их средние значения и пределы изменения приведены в таблице 2.2.2. Приведенные ниже средние значения для горизонта в целом рассчитаны как средние значения по скважинам, пробуренным в пределах залежей. Характеристики толщин анализировались раздельно по зонам продуктивных горизонтов.

Таблица 2.2.2 - Характеристика толщин пластов-коллекторов

Гори-зонт	**Толщина**	**Наименование**	**Зоны горизонта**						**В целом по горизонту**
			газо-водяная	**газо-вая**	**газо-нефте-ная**	**газо-нефте-водяная**	**нефтя-ная**	**водо-нефтяная**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Месторождение Кумколь									
N-5	Общая	Средняя, м	14,5	-	-	-	-	-	14,5
		Коэф, вар., д, ед,	0,026	-	-	-	-	-	0,026
		Интервал изм., м	9,5-16,6	-	-	-	-	-	9,5-16,6
	Эффек-тивная	Средняя, м	12,1	-	-	-	-	-	12,1
		Коэф, вар., д, ед,	0,037	-	-	-	-	-	0,037
		Интервал изм., м	7,8-15,5	-	-	-	-	-	7,8-15,5
	Газо-насыщен-ная	Средняя, м	6,2	-	-	-	-	-	6,2
		Коэф, вар., д, ед,	0,138	-	-	-	-	-	0,138
		Интервал изм., м	4,0-11,0	-	-	-	-	-	4,0-11,0
N-6	Общая	Средняя, м	29,3	-	-	-	-	-	29,3
		Коэф, вар., д, ед,	0,038	-	-	-	-	-	0,038
		Интервал изм., м	22,6-36,6	-	-	-	-	-	22,6-36,6
	Эффек-тивная	Средняя, м	24,5	-	-	-	-	-	24,5
		Коэф, вар., д, ед,	0,020	-	-	-	-	-	0,020
		Интервал изм., м	20,6-29,0	-	-	-	-	-	20,6-29,0
	Газо-насыщен-ная	Средняя, м	5,1	-	-	-	-	-	5,1
		Коэф, вар., д, ед,	0,040	-	-	-	-	-	0,040
		Интервал изм., м	3,7-6,0	-	-	-	-	-	3,7-6,0

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
М-I	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	14,9	22,4	19,4
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,085	0,072	0,113
		Интервал изм., м	-	-	-	-	3,9-27,4	5,3-36,5	3,9-36,5
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	-	10,1	12,6	11,5
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,048	0,089	0,093
		Интервал изм., м	-	-	-	-	3,9-16,8	4,0-26,8	3,9-26,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	10,1	5,4	7,3
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,048	0,291	0,235
		Интервал изм., м	-	-	-	-	3,9-16,8	0,5-14,6	0,5-16,8
М-II	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	-	65,5	65,5
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,011	0,011
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	51,6-87,6	51,6-87,6
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	-	-	49,3	49,3
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,032	0,032
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	26,9-78,2	26,9-78,2
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	6,9	6,9
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,373	0,373
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	0,6-18,0	0,3-18,0
Ю-I	Общая	Средняя, м	-	14,0	16,0	-	13,3	15,3	13,6
		Коэф, вар., д, ед,	-	0,033	0,044	-	0,141	0,117	0,125
		Интервал изм., м	-	8,2-18,8	6,8-22,8	-	0,6-25,1	4,9-27,9	0,6-27,9
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	8,4	8,3	-	6,6	6,2	6,8
		Коэф, вар., д, ед,	-	0,085	0,083	-	0,205	0,174	0,188
		Интервал изм., м	-	4,2-14,6	3,5-17,2	-	0,6-18,5	2,0-15,1	0,6-18,5
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	4,1	-	6,6	3,5	6,2
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	0,450	-	0,205	0,236	0,239
		Интервал изм., м	-	-	0,5-11,7	-	0,6-18,5	0,6-9,1	0,5-18,5
	Газона-сыщенная	Средняя, м	-	8,4	4,2	-	-	-	6,5
		Коэф, вар., д, ед,	-	0,085	0,251	-	-	-	0,229
		Интервал изм., м	-	4,2-14,6	0,6-9,2	-	-	-	0,6-14,6
Ю-II	Общая	Средняя, м	-	8,9	9,9	-	8,8	12,0	9,2
		Коэф, вар., д, ед,	-	0,143	0,099	-	0,239	0,097	0,218
		Интервал изм., м	-	3,2-18	4,2-14,8	-	0,5-22,4	3,5-25,6	0,5-25,6
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	6,3	7,4	-	5,8	6,5	6,0
		Коэф, вар., д, ед,	-	0,129	0,107	-	0,288	0,168	0,260
		Интервал изм., м	-	2-11,1	1,4-11,2	-	0,5-19,7	2,3-18,3	0,5-19,7
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	3,6	-	5,8	3,0	5,4
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	0,352	-	0,288	0,376	0,337
		Интервал изм., м	-	-	0,6-7,8	-	0,5-19,7	0,6-12,2	0,5-19,7
	Газона-сыщенная	Средняя, м	-	6,3	3,8	-	-	-	5,2
		Коэф, вар., д, ед,	-	0,129	0,362	-	-	-	0,244
		Интервал изм., м	-	2-11,1	0,8-7,4	-	-	-	0,8-11,1
Ю-III	Общая	Средняя, м	-	-	12,7	-	12,3	17,1	13,2
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	0,035	-	0,238	0,111	0,219
		Интервал изм., м	-	-	8,3-15,8	-	0,7-33,6	2,9-32,9	0,7-33,6
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	7,5	-	8,4	12,1	9,1
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	0,090	-	0,338	0,160	0,309
		Интервал изм., м	-	-	4,3-12,4	-	0,6-28,8	2,0-25,2	0,6-28,8
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	4,2	-	8,4	6,1	7,9
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	0,213	-	0,338	0,428	0,373
		Интервал изм., м	-	-	1,1-7,7	-	0,6-28,8	0,5-18,4	0,5-28,8
	Газона-сыщенная	Средняя, м	-	-	3,3	-	-	-	3,3
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	0,297	-	-	-	0,297
		Интервал изм., м	-	-	0,8-8,0	-	-	-	0,8-8,0

продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-IV	Общая	Средняя, м	-	-	-	23	-	20	21,8
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	0,317	-	0,417	0,357
		Интервал изм., м	-	-	-	0,8-49,8	-	1,1-52,4	0,8-52,4
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	7,1	-	7,9	7,4
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	0,381	-	0,458	0,422
		Интервал изм., м	-	-	-	0,7-20,0	-	1,1-19,5	0,7-20,0
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	3,7	-	3,6	3,7
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	0,384	-	0,466	0,423
		Интервал изм., м	-	-	-	0,6-9,1	-	0,6-9,5	0,6-9,5
	Газона-сыщенная	Средняя, м	-	-	-	2,9	-	-	2,9
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	0,310	-	-	0,310
		Интервал изм., м	-	-	-	0,6-6,6	-	-	0,6-6,6
Ю-IV-1-0	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	5,7	12,8	8,1
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,744	0,486	0,828
		Интервал изм., м	-	-	-	-	1,3-16,2	3,1-24,7	1,3-24,7
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	-	3,3	6,0	4,2
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,318	0,192	0,350
		Интервал изм., м	-	-	-	-	1,3-7,0	2,3-8,2	1,3-8,2
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	3,3	1,6	2,7
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,318	0,047	0,408
		Интервал изм., м	-	-	-	-	1,3-7,0	1,1-1,9	1,1-7,0
Ю-IV-1-1	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	-	30,9	30,9
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,039	0,039
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	20,7-35,8	20,7-35,8
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	-	-	11,7	11,7
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,163	0,163
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	6,5-19,2	6,5-19,2
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	5,0	5,0
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,318	0,318
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	2,2-9,1	2,2-9,1
Ю-V-1-1	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	7,2	7,5	7,4
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	-	0,0004
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	-	7,2-7,5
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	-	2,7	5,3	4,0
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	-	0,106
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	-	2,7-5,3
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	2,7	1,7	2,2
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	-	0,052
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	-	1,7-2,7
Ю-V-1-2	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	2,0	-	2,0
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,082	-	0,082
		Интервал изм., м	-	-	-	-	1,3-2,7	-	1,3-2,7
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	-	2,0	-	2,0
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,082	-	0,082
		Интервал изм., м	-	-	-	-	1,3-2,7	-	1,3-2,7
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	2,0	-	2,0
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	0,082	-	0,082
		Интервал изм., м	-	-	-	-	1,3-2,7	-	1,3-2,7

продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-V-1-3	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	-	20,0	20,0
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,007	0,007
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	17,6-21,5	17,6-21,5
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	-	-	12,2	12,2
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,016	0,016
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	10,2-13,9	10,2-13,9
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	3,3	3,3
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,350	0,350
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	1,2-5,9	1,2-5,9
PZ_1-PR	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	-	27	27
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,598	0,598
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	0,8-85,1	0,8-85,1
	Эффек - тивная	Средняя, м	-	-	-	-	-	10,3	10,3
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,615	0,615
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	0,8-38,3	0,8-38,3
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	6,8	6,8
		Коэф, вар., д, ед,	-	-	-	-	-	0,538	0,538
		Интервал изм., м	-	-	-	-	-	0,8-20,2	0,8-20,2
Юго-Восточная часть месторождения Кумколь									
Ю-IV-1-1	Общая	Средняя, м					22,8	15,1	19,5
		Коэф, вар., д, ед,					0,279	0,263	0,323
		Интервал изм., м					11,3-40,6	7,3-25,7	7,3-40,6
	Эффек-тивная	Средняя, м					3,3	4,5	3,8
		Коэф, вар., д, ед,					0,056	0,081	0,094
		Интервал изм., м					2,3-4,3	3,4-6,3	2,3-6,3
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м					3,3	1,7	2,6
		Коэф, вар., д, ед,					0,056	0,025	0,157
		Интервал изм., м					2,3-4,3	1,3-1,9	1,3-4,3
Ю-IV-1-2+3	Общая	Средняя, м					15.2	29,4	27,6
		Коэф, вар., д, ед,					-	0,057	0,086
		Интервал изм., м					-	15,4-36,7	15.2-36,7
	Эффек-тивная	Средняя, м					2.7	10,9	9,9
		Коэф, вар., д, ед,					-	0,163	0,249
		Интервал изм., м					-	4,1-19,3	2.7-19,3
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м					2.7	3,8	3,7
		Коэф, вар., д, ед,					-	0,128	0,131
		Интервал изм., м					-	1,5-5,5	1.5-5.5
Ю-IV-1-4	Общая	Средняя, м					5,3	12,4	8,0
		Коэф, вар., д, ед,					0,315	0,021	0,297
		Интервал изм., м					0,6-8,4	9,9-14,1	0,6-14,1
	Эффек-тивная	Средняя, м					3,6	5,7	4,4
		Коэф, вар., д, ед,					0,436	0,098	0,350
		Интервал изм., м					0,6-7,4	4,1-8,2	0,6-8,2
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м					3,6	3,7	3,6
		Коэф, вар., д, ед,					0,436	0,418	0,433
		Интервал изм., м					0,6-7,4	1,7-7,0	0,6-7,4

продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-IV-1-5	Общая	Средняя, м		0,7	-		-	10,9	8,3
		Коэф, вар., д, ед,		-	-		-	0,011	0,294
		Интервал изм., м		-	-		-	9,3-12,0	0,7-12,0
	Эффек-тивная	Средняя, м		0,7	-		-	9,5	7,3
		Коэф, вар., д, ед,		-	-		-	0,045	0,329
		Интервал изм., м		-	-		-	7,1-12,0	0,7-12,0
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м		-	-		-	3,3	3,3
		Коэф, вар., д, ед,		-	-		-	0,264	0,264
		Интервал изм., м		-	-		-	2,1-5,7	2,1-5,7
	Газона-сыщен-ная	Средняя, м		0,7	-		-	-	0,7
		Коэф, вар., д, ед,		-	-		-	-	-
		Интервал изм., м		-	-		-	-	-

Горизонт N-5. Средняя общая толщина пластов-коллекторов составляет 14,5 м. Эффективная толщина изменяется от 7,8 до 15,5 м и в среднем составляет 12,1 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 4 м до 11 м. Коэффициент расчлененности равен 3,40. Коэффициент песчанистости составил 0,388 д.ед.

Горизонт N-6. Общая толщина пластов-коллекторов в среднем составляет 29,3 м, при изменениях от 22,6 до 36,6 м. Эффективная толщина колеблется от 20,6 м до 29,0 м и в среднем составляет 24,5 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 3,7 м до 6,0 м, составляя в среднем 5,1 м. Коэффициент расчлененности равен 4,70. Коэффициент песчанистости составил 0,176 д.ед.

Горизонт M-I. Пачка глин и глинисто-карбонатных алевролитов толщиной до 170 м является надёжным флюидоупором, залегающим над продуктивным горизонтом M-I. Средняя общая толщина пластов-коллекторов составляет 19,4 м. Эффективная толщина в пределах контура нефтеносности колеблется от 3,9 м до 26,8 м и в среднем составляет 11,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 7,3 м, изменяясь от 0,5 до 16,8 м. Во многих скважинах выделяется по одному пласту-коллектору, приуроченному к различным частям горизонта, максимальное количество выделенных пластов-коллекторов – 15 отмечается в скважинах 1110. Коэффициент расчлененности равен 5,18. Коэффициент песчанистости составил 0,623 д.ед.

Горизонт M-II отделяется от вышележащего глинистой пачкой толщиной до 20 м. Средняя общая толщина пластов-коллекторов составляет 65,5 м. Эффективная толщина изменяется от 26,9 (скважина 1047) до 78,2 м (скважина 341) и в среднем составляет 49,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,3 до 18,0 м и в среднем составляет 6,9 м. Горизонт характеризуется наибольшей расчлененностью (коэффициент расчленения

равен 9,23). Максимальное количество выделенных пластов-коллекторов достигает 28 в скважинах 2416. Коэффициент песчанистости равен 0,753 д.ед.

Горизонт Ю-I отделяется от вышележащего горизонта М-II пачкой глин толщиной до 100 м. Средняя общая толщина пластов-коллекторов составляет 13,6 м. Эффективная толщина изменяется от 0,6 м до 18,5 м, среднее значение равно 6,8 м, эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем равна 6,2 м, варьируя от 0,5 (скв. 5014) до 18,5 м (скв. 2081). Эффективная газонасыщенная толщина в среднем составляет 6,5 м с пределами изменения от 0,6 м (скв. 2101, 3021, 3335, 5009) до 14,6 м (скв. 3033). Коэффициент песчанистости равен 0,528 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,97. В горизонте выделяется от 1 до 10 пластов.

Горизонт Ю-II от вышезалегающего горизонта отделяется глинистой пачкой толщиной порядка 10 м. Общая толщина пластов-коллекторов в среднем составляет 9,2 м, при изменениях от 0,5 до 25,6 м. Эффективная газонасыщенная толщина в среднем равна 5,2 м при минимальном значении 0,8 м (скв. 404) и максимальном 11,1 м (скв. 1033). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,5 (скв. 2701) до 19,7 м (скв. 3052) и в среднем составляет 5,4 м. Коэффициент расчлененности равен 2,62, а коэффициент песчанистости равен 0,687 д. ед.

Горизонт Ю-III от вышезалегающего Ю-II горизонта отделяется пачкой глин толщиной до 10 м. Общая толщина пластов-коллекторов в среднем составила 13,2 м. Эффективная газонасыщенная толщина варьирует от 0,8 м (скв. 243) до 8,0 м (скв. 1032) и средняя толщина составляет 3,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 0,5 м (скв. 2462) до 28,8 м (скв. 3363) и в среднем равна 7,9 м. Количество пропластков в скважине 3080б достигает 10. Коэффициент расчлененности по горизонту равен 3,08. Коэффициент песчанистости составил 0,693 д. ед.

Горизонт Ю-IV отделяется от вышележащего Ю-III пачкой глин, толщина которой достигает 42 м в восточной части месторождения, что связано с размывом перекрывающих отложений. Общая толщина пластов-коллекторов варьирует от 0,8 м до 52,4 м, в среднем составляя 21,8 м. Средние эффективные нефте- и газонасыщенные толщины в среднем по горизонту составляют 3,7 м и 2,9 м, соответственно. Количество пластов-коллекторов в некоторых скважинах достигает 11 (скв. 415). Наиболее выдержанными являются два верхних пласта-коллектора. Горизонт характеризуется большой расчлененностью (коэффициент расчлененности 4,14) и невысокой песчанистостью (коэффициент песчанистости составляет 0,437 д. ед.).

Горизонт Ю-IV-1-0 содержит две нефтяные залежи в районах скважин 4103 и 5017.

Общая толщина пластов-коллекторов варьирует от 1,3 м до 24,7 м, в среднем составляя 8,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по горизонту составляет 2,7 м, изменяясь от 1,1 до 7,0 м. Коэффициент песчанистости равен 0,701, коэффициент расчлененности – 2,00.

Горизонт Ю-IV-1-1. Общая толщина пластов-коллекторов варьирует от 20,7 м до 35,8 м, в среднем составляя 30,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по горизонту составляет 5,0 м. Коэффициент песчанистости равен 0,430, коэффициент расчлененности – 5,25.

Горизонт Ю-V-1-1. Общая толщина пластов-коллекторов варьирует от 7,2 м до 7,5 м, в среднем составляя 7,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по горизонту составляет 2,2 м. Коэффициент песчанистости равен 0,541, коэффициент расчлененности – 2,50.

Горизонт Ю-V-1-2 перекрывает пачка глинистых отложений толщиной до 5 м. Общая толщина пластов-коллекторов изменяется в пределах 1,3-2,7 м, в среднем составляя 2,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по горизонту составляет 2,0 м. Коэффициент песчанистости равен 0,926 д. ед., коэффициент расчлененности – 1,33.

Горизонт Ю-V-1-3 отделен от вышележащего глинистым прослоем около 10 м. Общая толщина пластов-коллекторов в среднем составляет 20,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, изменяясь от 1,2 м до 5,9 м, в среднем по горизонту составляет 3,3 м. Коэффициент песчанистости равен 0,607 д. ед., коэффициент расчлененности – 9,00.

Горизонт PZ_1-PR. Общая толщина пластов-коллекторов горизонта PZ_1-PR в среднем составляет 26,5 м, максимальное значение 142,6 м отмечено в скважине 5005. Средняя общая толщина пластов-коллекторов в пределах контура нефтеносности составляет 27 м, а эффективная толщина колеблется от 0,8 м до 38,3 м и в среднем составляет 10,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 0,8 (скважины 4037) до 20,2 м (скважина 5004) и в среднем равна 6,8 м. Горизонт PZ_1-PR горизонт характеризуется высокой расчлененностью (коэффициент расчлененности 5,32). Коэффициент песчанистости равен 0,507 д. ед.

Горизонт Ю-IV-1-1. Юго-Восточная часть месторождения Кумколь

Общая толщина пластов-коллекторов изменяется от 7,3 м (скв. КР-27) до 40,6 м (скв. 5035). Эффективная толщина изменяется от 2,3 м до 6,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,3 м до 4,3 м, составляя в среднем 2,6 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,395, коэффициент расчлененности равен 3,43.

Горизонт Ю-IV-1-2+3. Юго-Восточная часть месторождения Кумколь

Общая толщина пластов-коллекторов изменяется от 15,2 м (скв. 5035) до 36,7 м (скв. 5033). Эффективная толщина изменяется от 2,7 м до 19,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,5 м до 5,5 м, составляя в среднем 3,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,333, коэффициент расчлененности равен 5,50.

Горизонт Ю-IV-1-4. Юго-Восточная часть месторождения Кумколь

Общая толщина пластов-коллекторов изменяется от 0,6 м (скв. 5035) до 14,1 м (скв. КР-26). Эффективная толщина изменяется от 0,6 м до 8,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 0,6 м до 7,4 м, составляя в среднем 3,6 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,502. Коэффициент расчлененности 3,38.

Горизонт Ю-IV-1-5. Юго-Восточная часть месторождения Кумколь

Общая толщина пластов-коллекторов изменяется от 0,7 м (скв. 5035) до 12,0 м (скв. КР-26). Эффективная толщина изменяется от 0,7 м до 12,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, изменяясь от 2,1 м до 5,7 м, в среднем по горизонту составляет 3,3 м. газонасыщенная – 0,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,635. Коэффициент расчлененности равен 2,50.

2.2.1 Изученность продуктивных отложений по керну

После составления «Дополнения к Проекту разработки на 01.01.2021 г.» [31] керн отобран в Юго-Восточной части месторождения Кумколь.

Месторождение Кумколь

На 01.01.2024 г. изученность продуктивных горизонтов по керну на основной части месторождения остается без изменений относительно “Дополнения к проекту разработки на 01.01.2021 г.” [32].

Характеристика отбора керна из отложений продуктивных меловых, юрских и PZ горизонтов представлена в таблице 2.2.1.1. Керн из отложений продуктивных горизонтов верхнедаульской подсвиты и дощанской свиты не отбирался.

Таблица 2.2.1.1 – Характеристика отбора керна из продуктивных горизонтов

Параметр / горизонт	M-I	M-II	Ю-I	Ю-II	Ю-III	Ю-IV	Ю-IV-1-1	PZ	**Всего**
Вынос керна, м	277,8	289,9	462,4	316,1	281,9	149,5	15,9	31,3	**1793,5**
Вынос керна в %	63,1	66,2	72,6	73,4	66,1	64	98,2	95,9	**68,2**
Кол-во образцов*	95	132	372	256	241	52	47	10	**1195**
Кол-во представ. обр.	48	98	133	180	148	18	14	6	**639**

*- образцы цилиндрической формы стандартных размеров

Коллекторы меловых и юрских отложений представлены песчаниками, песчаными породами с незначительным по объему количеством слойков глинистых пород и глин, реже алевролитами, с невысоким содержанием карбонатного цемента. Песчаники неокомских отложений, как правило, мелкозернистые, часто очень слабосцементированные. В отложениях кумкольской свиты песчаники также мелкозернистые, слабосцементированные, особенно в Ю-I и Ю-II горизонтах, присутствуют мелко-среднезернистые, в тонких прослоях – крупно-среднезернистые песчаные разности. В отложениях продуктивных горизонтов карагансайской свиты количество среднезернистых и крупно-среднезернистых разностей возрастает (скв. 5018).

Породы отложений Pz+PR (по керну из скважин 272, 5005, 5006 и 5014) представлены пироксеновыми андезитовыми порфиритами, со значительными вторичными изменениями по типу зеленокаменного метаморфизма, кварцитами, в различной степени выветрелыми, сланцами.

При расчете фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), определенных по керну, использованы следующие граничные значения ФЕС (табл. 2.2.1.2).

Таблица 2.2.1.2 – Граничные значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов

Отложения / Граничное значение	M-I–M-II	Юрские отложения		Pz+PR отложения
		Ю-I–Ю-IV	Ю-IV-1	
Проницаемость10^{-3}, мкм^2	2	2	2	-
Пористость, д.ед.	0,19	0,16	0,14	0,05 (принято)
Глинистость, %	20-25	20-25	20-25	-

Породы-коллекторы M-I, M-II, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-IV-1 и PZ горизонтов охарактеризованы 48, 98, 133, 180, 148, 18, 14 и 6 представительными образцами, соответственно (табл. 2.2.1.3).

Распределение проницаемости пород-коллекторов представлено в таблице 2.2.1.3.

Таблица 2.2.1.3 - Распределение проницаемости пород-коллекторов по керну по диапазонам

Горизонт	**Параметр**	**Интервалы изменения проницаемости ×10^{-3} мкм^2**							
		2,0-10	**10,0-20**	**20-50**	**50-100**	**100-300**	**300-800**	**>800**	**всего**
M-I	Число случаев	3	3	5	3	7	4	23	48
	Частость, %	6,3	6,3	10,4	6,3	14,6	8,3	47,9	100
M-II	Число случаев	-	2	-	6	6	38	46	98
	Частость, %		2,0		6,1	6,1	38,8	46,9	100
Ю-I	Число случаев	31	15	17	10	27	17	16	133
	Частость, %	23,3	11,3	12,8	7,5	20,3	12,8	12,0	100
Ю-II	Число случаев	23	10	19	15	21	29	63	180
	Частость, %	12,8	5,6	10,6	8,3	11,7	16,1	35,0	100
Ю-III	Число случаев	15	12	18	17	21	28	36	147
	Частость, %	10,2	8,2	12,2	11,6	14,3	19,0	24,5	100
Ю-IV	Число случаев	8	2	3	2	-	2	1	18
	Частость, %	44,4	11,1	16,7	11,1		11,1	5,6	100
Ю-IV-1	Число случаев	3	-	-	-	1	5	5	14
	Частость, %	21,4				7,1	35,7	35,7	100

Распределение проницаемости показывает, что породы-коллекторы арыскумских продуктивных горизонтов М-I и М-II имеют Кпр>300×10^{-3} мкм^2 для 56 % и 86 % образцов, соответственно.

Породы-коллекторы кумкольской свиты Ю-I, Ю-II и Ю-III характеризуются более равномерным распределением Кпр в выбранных классах и Кпр>100×10^{-3} мкм^2 имеют 45 %, 63 % и 58 % образцов, соответственно.

Коллекторы Ю-IV и Ю-IV-1 представлены недостаточным количеством образцов, чтобы оценить распределение Кпр.

Коллекторы PZ горизонта представлены 6 образцами с Кп>0,05 д.ед., их Кпр составляет (0,143-0,262)×10^{-3} мкм^2.

Средние значения проницаемости, пористости пород-коллекторов, определенные по керну, представлены в таблице 2.2.14. Средние значения ФЕС коллекторов Ю-IV, Ю-IV-1 и PZ горизонтов, оцененные по керну, не являются представительными по числу определений.

Юго-Восточная часть месторождения Кумколь

Продуктивные горизонты, выделенные на Юго-Восточной части месторождения Кумколь, ранее были исследованы по керну из скважин КР-26 и КР-40 [31].

После составления [32] отобрано 2,8 м керна (30,6 % от проходки колонковым долотом) из скважины 5031 и 9 м керна (100 % от проходки колонковым долотом) из скважины 5033. Керн отобран из отложений продуктивных горизонтов Ю-IV-1-4 (скважина 5031) и Ю-IV-1-5 (скважина 5033). На дату выполнения отчета керн находится на исследовании.

По Юго-Восточной части всего отобрано 40 м керна, фильтрационно-емкостные свойства пород определены по 96 образцу (табл. 2.2.1.4).

Таблица 2.2.1.4 – Характеристика отбора керна из продуктивных горизонтов

Параметр / горизонт	Ю-IV-1-1	Ю-IV-1-2	Ю-IV-1-3	Ю-IV-1-4	Ю-IV-1-5	**Всего**
Вынос керна, м	8,9	4,2	15,1	2,8	9,0	**40,0**
Вынос керна в %	94	100	100	30,6	100	**79,6**
Кол-во образцов	26	16	54	-	-	**96**
Кол-во представ. обр.	9	10	31	-	-	**50**

Отложения продуктивных горизонтов представлены песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинами. Принято, что коллекторами являются песчаники с пористостью (Кп) ≥0,11 д.ед. и проницаемостью для газа (Кпр) ≥1×10^{-3} мкм^2 [31]. Породы-коллекторы представлены песчаниками с тонкими слойками углифицированных растительных остатков (скважина КР-26, 1620,5-1625,26 м) и

песчаниками с включением углистых обломков (скважина КР-40, 1601,8-1603,8 м). Песчаники серые с коричневым оттенком, крупно-среднезернистые, массивные, участками с включением зерен кальцита; средне-мелкозернистые, однородные, средней плотности и твердости и песчаники алевритистые, неяснослоистые, с тонкими нитевидными углистыми прослойками. Песчаники полимиктовые (преобладает кварц и обломки пород), цемент (7-20 %) глинистый (пленочный, контактовый, поровый) и глинисто-карбонатный (до 2,5 %) типа заполнения пор, точечный.

Породы-коллекторы продуктивных горизонтов (Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2) и в целом объекта разработки представлены 56 образцами (37 образцов из скв.КР-26 и 19 образцов из скв.КР-40).

Распределение проницаемости пород-коллекторов представлено в таблице 2.2.1.5.

Таблица 2.2.1.5 - Распределение проницаемости пород-коллекторов по керну по диапазонам

Горизонт	Параметр	Интервалы изменения проницаемости $\times10^{-3}$ мкм^2							
		1,0-10	10,0-20	20-50	50-100	100-300	300-800	>800	всего
Ю-IV-1	Число случаев	21	5	4	9	7	1	9	56
	Частость, %	37,5	8,9	7,1	16,1	12,5	1,8	16,1	100

По керну коллекторы не однородны по Кпр, породы с Кпр=(1-10)$\times10^{-3}$ мкм^2 составляют 37,5 %, породы с Кпр≥50$\times10^{-3}$ мкм^2 составляют 46,4 % от выборки. Распределение пород с Кпр≥50$\times10^{-3}$ мкм^2 по принятым диапазонам примерно одинаково (за исключением пород с Кпр=(300-800)$\times10^{-3}$ мкм^2) и составляет 12,5-16,1 %.

Среднее значение Кп составляет 0,197 (0,131-0,304) д.ед., Кпр – 532 (1-5166)$\times10^{-3}$ мкм^2 (табл.2.2.1.5).

2.2.2 Характеристика коллекторов по данным ГИС

За период с 01.01.2021 г. по 01.01.2024 г. пробурено 5 скважин (скв. 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035) в юго-восточной части месторождения на контрактной территории АО «ПККР».

По состоянию на 01.01.2024 г. фонд пробуренных скважин по месторождению Кумколь 1094 ед., включая 10 скважин в юго-восточной части месторождения.

Продуктивными на месторождении Кумколь являются установленные залежи в продуктивных меловых, юрских и палеозойских отложениях, вскрытые в интервалах глубин 1000-1250 м и 1300-1500 м и 1560-1890 м (ЮВ).

Целью геофизических исследований в открытых стволах скважин являлись: стратиграфическое расчленение разреза; определения границ залегания продуктивных

горизонтов; оценка емкостно-фильтрационных свойств и характера насыщения пластов-коллекторов; выбор объектов для испытания и др.

Геолого-технические условия проведения ГИС по ранее пробуренным скважинам подробно описаны в работах [26, 31, 32].

Геофизические исследования выполнялись в продуктивной части разреза месторождения в скважинах, пробуренных долотом диаметром 149,3, 190,5, 215,9 мм и при углублении стволов – 127,0 мм.

В качестве промывочных жидкостей (ПЖ) использовались полимерные, бентонитовые и глинистые растворы, технологические параметры которых на протяжении разбуривания месторождения изменялись: удельным весом 1,04-1,23 г/см^3, вязкостью 25-59 Па*с; сопротивлением 0,05-1,95 Омм при температуре 20^{o}С.

Пластовая температура, по данным термометрии в интервале продуктивной толщи меловых отложений изменяется с глубиной в среднем от 47^{0}С до 53^{0}С, в юрских отложениях от 52^{0}С до 68^{0}С; и далее – в палеозойских отложениях.

УЭС ПЖ, при которых осуществлялось проведение промыслово-геофизических исследований, менялось в пределах 0,05 - 1,95 Омм.

По Юго-Восточной части месторождения Кумколь продуктивные отложения в новых скважинах (5031, 5032, 5033, 5034 и 5035) вскрывались долотами диаметром 215,9 мм.

Геолого-технические условия проведения геофизических исследований скважин аналогичные самому месторождению, но, в основном, бурение проводилось на полимерных растворах, технологические параметры которых изменяются в узком диапазоне (табл. 2.2.2.1).

Таблица 2.2.2.1 -Геолого-технические условия проведения геофизических исследований скважин

Скв.	Дата ГИС	Забой по ГИС, м	Интервал ГИС, м	Параметры раствора				T^{0}С
				Тип бур. р-ра	Уд. вес г/см^3	Вязкость, сек	УЭС/T^{0}С	
КР-25	26.02.14	1886	745-1886	бентонит	1,12	48	0,97/15	60,5
КР-26	29.04.15	1767	815-1745	KCL	1,11	45	0,133/24	59,3
КР-27	01.06.15	1740	763-1717	KCL	1,12	44	0,14/24	68
КР-40	20.03.19	1725	704-1725	KCL-полимер	1,13	46	0,296/8	64,3
КР-41	30.06.19	1749	681-1749	KCL-полимер	1,13	45	0,21/21	60,3
5032	30.09.22	1750	657-1746	KCL-полимер	1,14	47	0,18/20	47
5035	24.08.22	1750	642-1739	KCL-полимер	1,14	53	0,21/25	60,3
5031	15.10.23	1716	746-1716	KCL-полимер	1,14	51	0,13/15	51,2
5033	07.08.23	1731	773-1731	KCL-полимер	1,14	52	0,14/24	59,8
5034	07.09.23	1700	771-1700	KCL-полимер	1,15	50	0,15/22	59,1

Минерализация пластовых вод продуктивных горизонтов месторождения Кумколь составляет: для меловых горизонтов 54,7 г/л; юрского – 64,8 г/л; для палеозоя – 76,6 г/л.

На Юго-Восточной части месторождения Кумколь отобрано две пробы пластовой воды из продуктивных горизонтов Ю-IV-1-2+3 и Ю-IV-1-4 – с минерализацией 92,3 г/л и 80,0 г/л соответственно.

Средние значения УЭС пластовых вод (рв), принятые в расчет при интерпретации материалов ГИС, исходя из температуры и минерализации по палеточным данным [6], приведены в таблице 2.2.2.2.

Таблица 2.2.2.2 – Характеристика пластовой воды

Возраст	Температура, ^{0}С	Минерализация общая, г/л	УЭС, Омм
месторождение Кумколь			
Мел	47-53	54,7	0,076
Юра	52-58	64,8	0,055
Палеозой-протерозой	66	76,6	0,053
Юго-Восточная часть месторождения Кумколь			
Юра (Ю-IV-1-2+3)		92,3	0,05
Юра (Ю-IV-1-4)		80,0	

Во всех скважинах выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований, составленный на основании типовых и обязательных комплексов ГИС в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах, принятых для месторождения; позволяющий изучить электрические, радиоактивные, акустические и плотностные свойства разрезов скважин, подробно представленный в работах по подсчетам запасов, проектах разработки [10, 26, 28, 32, 34].

Комплекс ГИС включал следующие методы: стандартный каротаж – КС (GZ3, GZ3B), кавернометрию – КВ (CALI), запись потенциалов собственной поляризации – ПС (SP); гамма – ГК (GR) и спектральный гамма-каротажи – СГК(GRSL); нейтронный гамма – НГК (RNGL) и нейтронный компенсированный каротажи – ННК (RFEN,RNEN/CNC); индукционный – ИК (ILR, ILD, ILM, ВИКИЗ), боковой – БК (LL3) и микробоковой – МБК (MLL) каротажи; микрозондирование – МКЗ (MINV, MNOR); акустический – АК (DT), плотностной – ГГКп (ZDEN, RHOB) и фотоэлектрический – ФЕФ (PEF) каротажи; температурные замеры – ТМ (WTBH), инклинометрия (DEVI), акустический цементомер – АКЦ (CBL).

В новых скважинах регистрация геофизических параметров выполнялась сервисной компанией Китайская Национальная Каротажная Корпорация (CNLC).

В новых скважинах выполнен комплекс геофизических методов: КВ (CALX), ПС (SPCD), ГК (GR); ННК (CNC), ИК с зондами (M2R1-M2RX); АК (DT), ГГКп (ZDEN), ФЕФ (PE); ТМ (WTBH), акустический цементомер (CBL).

Пространственное положение стволов скважин определялось непрерывной записью инклинометрии (DVOD, DZOD), стволы скважин вертикальные с несущественными отклонениями от вертикали.

Комплексы промыслово-геофизических исследований, проведенных ГИС в открытых стволах по категориям скважин (АО «ТП», АО «ПККР»), включая 5 новых скважин, приведены в таблице 2.2.2.3.

Таблица 2.2.2.3 - Комплекс промыслово-геофизических исследований (Виды скважин и методы ГИС)

Виды скважин	Методы ГИС (открытый ствол)																
	ГК (GR)	СГК (GRSL)	ПС (SP)	КВ (CALI)	КС (GZ3, GZ3B)	НГК (RNGL)	ННК (RFEN,RNEN)	ИК (ILR, ILD, ILM)	БК (LL3)	МБК (MLL)	АК (DT)	ГГКп (ZDEN, RHOB)	МКЗ (MINV, MNOR)	ВИКИЗ	ТМ (WTBH)	PEF	АКЦ (CBL)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
поисковые и разведочные	+		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+				
АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» м-е Кумколь																	
эксплуатационные и оценочные	+		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+			+
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» м-е Кумколь																	
эксплуатационные и оценочные	+	+	+	+			+				+	+		+	+	+	+
углубленно-вертикальные	+	+	+	+	+		+	+	+	+	+	+	+	+			
наклонно-направленные	+		+	+			+	+	+			+		+			
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» ЮВ часть м-я Кумколь																	
КР-25 оцен. (2014 г)	+		+	+	+		+				+	+		+		+	
КР-26 оцен. (2015 г)	+		+	+	+		+				+	+		+		+	
КР-27 оцен. (2015 г)	+		+	+	+		+				+	+		+		+	
КР-40 эксп.(2019 г)	+		+	+	+		+				+	+		+		+	
КР-41 эксп.(2019 г)	+		+	+	+		+				+	+		+		+	
5032 (2022 г)	+		+	+			+				+	+		+		+	+
5035 (2022 г)	+		+	+			+				+	+		+		+	+
5031 (2023 г)	+	+	+	+			+				+	+		+			+
5033 (2023 г)	+	+	+	+			+				+	+		+			+
5034 (2023 г)	+	+	+	+			+				+	+		+			+

Отличием комплексов является – в эксплуатационных скважинах более расширенный комплекс ГИС (ГГКп+ФЭФ, СГК) с замерами многозондовыми установками (ВИКИЗ) и др.

Во многих скважинах непосредственно в процессе бурения проводились геолого-технические исследования (ГТИ) компанией ТОО «КазРосГеофизика» с помощью станции

«СИРИУС». В комплекс ГТИ входит газовый каротаж, при котором в процессе бурения регистрировалось общее содержание углеводородов (TGAS).

По окончанию строительства скважин проводились исследования акустическим цементомером (АКЦ), по данным которым определенно качество контакта цемента с колонной и породой.

В таблицах 2.2.2.4-2.2.2.6 показаны интервалы исследований АКЦ и качество цементажа по новым скважинам. В целом в скважинах 5031, 5033 и 5034 интервалы хорошего сцепления цементного камня с колонной составили 88,1, 81,1 и 93,1 % от общего интервала, частичного –9,9, 10,9 и 4,7 %, плохого – 2,0, 8,0 и 2,2 %, соответственно.

Таблица 2.2.2.4- Оценка качества цементажа в скважине 5031

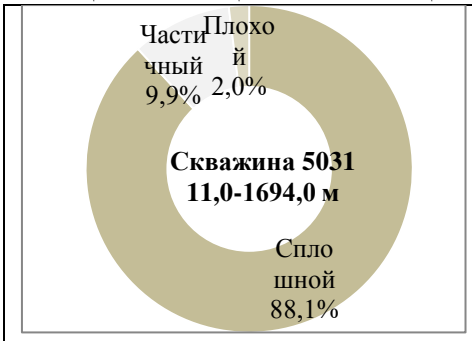
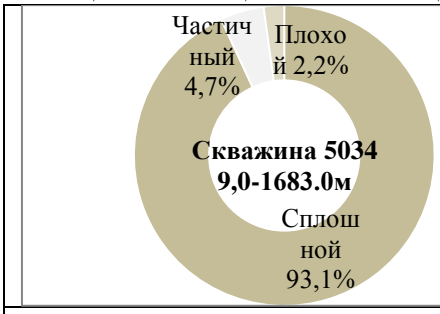
	Сплошной, %	частичный, %	плохой, %	отсутствует, %
Интервал исследований, м				
11,0-1694,0	88,1	9,9	2,0	-

Таблица 2.2.2.5 - Оценка качества цементажа в скважине 5033

	Сплошной, %	частичный, %	плохой, %	отсутствует, %
Интервал исследований, м				
10,0-1710,0	81,1	10,9	8,0	-

Таблица 2.2.2.6 - Оценка качества цементажа в скважине 5034

	Сплошной, %	частичный, %	плохой, %	отсутствует, %
Интервал исследований, м				
9,0-1683,0	93,1	4,7	2,2	-

В обсаженном стволе скважин за период после [32] выполнялись исследования геофизическими методами по контролю за разработкой (ГИС-к) с целью определения выработки пластов, состава поступающего в ствол скважины флюида (профиля притока /приемистости).

Было проведено 112 исследований в 74 добывающих и 193 исследования в 167 нагнетательных скважинах приборами различных модификаций, содержащими датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (барометр), РГД (расходомер верхний и нижний), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ИП (индикатор притока), ГК (гамма-каротаж). Результаты проведенных ГИС-к подробно представлены в подразделе 9.

Геофизические материалы по скважинам 5031, 5033 и 5034 были обработаны с помощью программных обеспечений «SAND» и «DFALS», «CMA» сервисной компанией «CNCL», результаты интерпретации использованы в геологических построениях.

В продуктивных терригенных отложениях горизонтов мела и юры установлены коллекторы порового типа. Коллекторами палеозойских отложений являются выветренные метаморфизованные породы, характеризующиеся сложным строением пустотного пространства – смешанным и трещинно-поровым.

Результаты ГИС по новым скважинам внесли уточнения в представление о нефтегазоносности и характере насыщения залежей продуктивных горизонтов на юго-восточной части месторождения северного и южного блоков:

– в скважине 5031 (северный блок) пласты-коллекторы характеризуются как слабонефтенасыщенные, нефте-водонасыщенные и водонасыщенные;

– скважиной 5033 (южный блок) были вскрыты нефтяные, слабонефтенасыщенные, нефте-водонасыщенные и водоносные коллекторы;

– в скважине 5034 (южный блок) отмечаются преимущественно слабонефтенасыщенные и нефте-водонасыщенные и водоносные коллекторы.

Основные положения интерпретационной модели

Для выделения коллекторов и оценки эффективных толщин был использован весь комплекс промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах.

Выделение пластов - коллекторов проводилось с использованием установленных качественных косвенных и прямых признаков и количественных критериев. Граничные значения для пластов-коллекторов приняты равными – величина открытой пористости для меловых отложений 0,19, для юрских – 0,16 и палеозоя – 0,05 д.ед.; глинистости (объемной) – 0,20-0,25 д.ед.

При определении пористости использовали диаграммы нейтронного, акустического и плотностного каротажей. Величина коэффициента пористости определялась как среднее значение между величинами пористости по НК, ГГКп и АК. При отсутствии полного комплекса методов, пористость рассчитывалась по имеющимся кривым АК, НК, ГГКп.

Водонасыщенность пластов-коллекторов определялась по методу электрического каротажа по уравнению Арчи $Кв = (a*Rв/(Кп^{m}Rп))^{1/n}$, с применением петрофизических зависимостей ($Рп=b/Кп^{m}$, $Рн=a/Кв^{n}$), полученных на керне своего месторождения и используемых при подсчетах запасов [10, 28] , где m – показатель степени цементации – 1,7 для меловых и юрских отложений, 2,0 – для палеозойских отложений; n – показатель насыщения соответственно 1,7 и 2,0.

Принадлежность к продуктивным коллекторам уточнялась по критическому значению водонасыщенности $Кв \leq 0,62$ д.ед. и результатам опробования; а также уточнялось по гипсометрическому положению коллекторов относительно принятых ВНК.

УЭС пластовых вод (рв), исходя из температуры и минерализации 0,076, 0,055 и 0,053 Омм (табл. 2.2.2.2) для меловых, юрских и палеозойских соответственно; и 0,05 для юрских продуктивных горизонтов ЮВ части месторождения Кумколь. В таблице 2.2.2.7 представлены средние значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и нефтегазонасыщенности по горизонтам, определенные по результатам исследований керна и материалов ГИС по всем пробуренным скважинам.

Таблица 2.2.2.7 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Горизонт	Метод определения	Наименование	Прони-цаемость, 10^{-3} мкм^2	Пористость, д. ед.	Нефте-газонасыщен-ность д. ед.
1	2	3	4	5	6
N-5	лабораторные исследования керна	количество скважин	-	-	
		кол-во определений	-	-	
		среднее значение	-	-	
		коэф-т вариации	-	-	
		интервал изменений	-	-	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		3	3
		кол-во определений		7	7
		среднее значение		0,17	0,63
		коэф-т вариации		0,082	0,033
		интервал изменений		0,10-0,23	0,49-0,81
N-6	лабораторные исследования керна	количество скважин	-	-	
		кол-во определений	-	-	
		среднее значение	-	-	
		коэф-т вариации	-	-	
		интервал изменений	-	-	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		4	4
		кол-во определений		7	7
		среднее значение		0,14	0,57
		коэф-т вариации		0,082	0,015
		интервал изменений		0,10-0,20	0,50-0,69
M-I	лабораторные исследования керна	количество скважин	13	13	
		кол-во определений	48	48	
		среднее значение	2578	0,289	
		коэф-т вариации	1,513	0,042	
		интервал изменений	3,1-10960	0,196-0,376	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		573	411
		кол-во определений		1970	1161
		среднее значение		0,27	0,64
		коэф-т вариации		0,028	0,029
		интервал изменений		0,12-0,42	0,38-0,93
M-II	лабораторные исследования керна	количество скважин	9	9	
		кол-во определений	98	98	
		среднее значение	1347	0,264	
		коэф-т вариации	1,539	0,017	
		интервал изменений	10,9-8072	0,192-0,319	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		148	112
		кол-во определений		330	196
		среднее значение		0,28	0,61
		коэф-т вариации		0,025	0,029
		интервал изменений		0,18-0,38	0,38-0,82
Ю-I	лабораторные исследования керна	количество скважин	22	22	
		кол-во определений	133	133	
		среднее значение	304	0,239	
		коэф-т вариации	3,855	0,032	
		интервал изменений	2,1-4950	0,161-0,341	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		915	852
		кол-во определений		3803	3312
		среднее значение		0,23	0,64
		коэф-т вариации		0,042	0,031
		интервал изменений		0,12-0,47	0,38-0,95

продолжение таблицы 2.2.2.7

1	2	3	4	5	6
Ю-II	лабораторные исследования керна	количество скважин	23	23	
		кол-во определений	180	180	
		среднее значение	1897	0,263	
		коэф-т вариации	3,815	0,046	
		интервал изменений	2,1-18051	0,168-0,399	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		699	608
		кол-во определений		1891	1537
		среднее значение		0,24	0,66
		коэф-т вариации		0,034	0,035
		интервал изменений		0,12-0,41	0,38-0,95
Ю-III	лабораторные исследования керна	количество скважин	19	19	
		кол-во определений	148	148	
		среднее значение	534	0,243	
		коэф-т вариации	2,140	0,026	
		интервал изменений	20-4149	0,163-0,343	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		502	453
		кол-во определений		1663	1321
		среднее значение		0,24	0,66
		коэф-т вариации		0,029	0,033
		интервал изменений		0,14-0,38	0,38-0,95
Ю-IV	лабораторные исследования керна	количество скважин	4	4	
		кол-во определений	18	18	
		среднее значение	149,6	0,215	
		коэф-т вариации	6,62	0,052	
		интервал изменений	2,3-1655	0,14-0,329	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		108	102
		кол-во определений		326	303
		среднее значение		0,24	0,61
		коэф-т вариации		0,047	0,042
		интервал изменений		0,11-0,44	0,38-0,87
Ю-IV-1-0	лабораторные исследования керна	количество скважин	-	-	
		кол-во определений	-	-	
		среднее значение	-	-	
		коэф-т вариации			
		интервал изменений	-	-	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		9	8
		кол-во определений		14	13
		среднее значение		0,24	0,57
		коэф-т вариации		0,046	0,025
		интервал изменений		0,17-0,37	0,38-0,74
Ю-IV-1-1	лабораторные исследования керна	количество скважин	2	2	
		кол-во определений	14	14	
		среднее значение	632	0,212	
		коэф-т вариации	0,642	0,026	
		интервал изменений	3,6-1516	0,145-0,265	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		4	4
		кол-во определений		16	12
		среднее значение		0,22	0,47
		коэф-т вариации		0,021	0,045
		интервал изменений		0,16-0,3	0,38-0,78
Ю-V-1-1	лабораторные исследования керна	количество скважин	-	-	
		кол-во определений	-	-	
		среднее значение	-	-	
		коэф-т вариации	-	-	
		интервал изменений	-	-	

продолжение таблицы 2.2.2.7

1	2	3	4	5	6
	геофизические исследования скважин	количество скважин		2	2
		кол-во определений		4	4
		среднее значение		0,19	0,53
		коэф-т вариации		0,104	0,032
		интервал изменений		0,15-0,30	0,39-0,65
Ю-V-1-2	лабораторные исследования керна	количество скважин	-	-	
		кол-во определений	-	-	
		среднее значение	-	-	
		коэф-т вариации	-	-	
		интервал изменений	-	-	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		3	2
		кол-во определений		4	3
		среднее значение		0,19	0,44
		коэф-т вариации		0,012	0,017
		интервал изменений		0,17-0,22	0,40-0,52
Ю-V-1-3	лабораторные исследования керна	количество скважин	-	-	
		кол-во определений	-	-	
		среднее значение	-	-	
		коэф-т вариации	-	-	
		интервал изменений	-	-	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		3	3
		кол-во определений		6	6
		среднее значение		0,24	0,57
		коэф-т вариации		0,046	0,060
		интервал изменений		0,16-0,32	0,42-0,77
PZ1-PR	лабораторные исследования керна	количество скважин	1	1	
		кол-во определений	6	6	
		среднее значение	0,20	0,077	
		коэф-т вариации	0,039	0,121	
		интервал изменений	0,14-0,26	0,052-0,13	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		37	29
		кол-во определений		132	99
		среднее значение		0,11	0,69
		коэф-т вариации		0,186	0,044
		интервал изменений		0,05-0,28	0,38-0,93
Юго-Восточная часть месторождения Кумколь					
Ю-IV-1-1	Лабораторные исследования керна	количество скважин			
		кол-во определений			
		среднее значение			
		коэфф. вариации			
		интервал изменений			
	Геофизические исследования скважин	количество скважин		9	9
		кол-во определений		10	10
		среднее значение		0,17	0,56
		коэфф. вариации		0,06	0,06
		интервал изменений		0,11-0,23	0,40-0,77
Ю-IV-1-2+3	Лабораторные исследования керна	количество скважин			
		кол-во определений			
		среднее значение			
		коэфф. вариации			
		интервал изменений			
	Геофизические исследования скважин	количество скважин		9	9
		кол-во определений		17	16
		среднее значение		0,19	0,60
		коэфф. вариации		0,09	0,05
		интервал изменений		0,11-0,32	0,40-0,87

продолжение таблицы 2.2.2.7

1	2	3	4	5	6
Ю-IV-1-4	Лабораторные исследования керна	количество скважин			
		кол-во определений			
		среднее значение			
		коэфф. вариации			
		интервал изменений			
	Геофизические исследования скважин	количество скважин		9	9
		кол-во определений		16	16
		среднее значение		0,18	0,61
		коэфф. вариации		0,01	0,153
		интервал изменений		0,12-0,25	0,40-0,89
Ю-IV-1-5	Лабораторные исследования керна	количество скважин			
		кол-во определений			
		среднее значение			
		коэфф. вариации			
		интервал изменений			
	Геофизические исследования скважин	количество скважин		9	9
		кол-во определений		3	3
		среднее значение		0,19	0,71
		коэфф. вариации		0,03	0,06
		интервал изменений		0,16-0,24	0,50-0,91
Ю-IV-1	лабораторные исследования керна	количество скважин	2	2	
		кол-во определений	56	56	
		среднее значение	532	0,197	
		коэфф. вариации	4,709	0,0517	
		интервал изменений	1-5166	0,131-0,304	
	геофизические исследования скважин	количество скважин		9	9
		кол-во определений		46	45
		среднее значение		0,18	0,59
		коэфф. вариации		0,07	0,06
		интервал изменений		0,11-0,32	0,40-0,91

Выводы и рекомендации:

Приведенные выше основные краткие сведения по выполненному комплексу ГИС, качество и полнота материалов ГИС соответствуют требованиям «Технической инструкции…» [36], и позволяют обеспечить решение ряда задач, таких как изучение геологического разреза, оценку геофизических параметров, используемых в качестве подсчетных (эффективная толщина, Кп, Кнг) в отчетах с подсчетом запасов [10, 28].

Бурение в ряде скважин сопровождать геолого-технологическими исследованиями (ГТИ), включающие замеры технологических параметров бурения, газоаналитические исследования и экспресс анализ шлама.

За период с 01.01.2021 г. по 01.01.2024 г. закончены бурением 5 скважин (скв. 5031, 5032, 5033, 5034, 5035) со вскрытием юрских отложений – в юго-восточной части месторождения на контрактной территории «ПККР».

Выполняемый комплекс геофизических исследований его качество и полнота материалов ГИС, также соответствуют требованиям «Технической инструкции …» [35].

Результаты проводимых геофизических исследований в продуктивной части открытого ствола позволяют выделить пласты-коллекторы и определить фильтрационно-ёмкостные параметры.

Комплекс и качество проведенных геофизических методов в скважинах, пробуренных за надзорный период, соответствует требованиям Технической инструкции [35].

В проектных скважинах месторождения рекомендуется проводить ранее используемый комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий: ГК (GR), ПС (SPCD), КВ (CALX), ВИКИЗ (M2R1-M2RX), АК (DT), ГГКп+ФЭФ(ZDEN+PE), НК (CNC), Темп (WTBH), инклинометрию (DVOD, DZOD).

Для контроля искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве по мере углубления скважины необходимо выполнять инклинометрию.

Геофизические исследования в открытом стволе являются разовыми и выполняются после окончания бурения и завершения строительства скважины.

При обсадке скважин проводятся исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

Рабочие файлы записи кривых ГИС должны содержать помимо сведений по конструкции скважины, промывочной жидкости, приборах, результаты периодической и полевой калибровок приборов, записи перекрытий с предыдущими замерами длиной не менее 50 м и контрольные замеры длиной также 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний.

Для повышения информативности комплекса, выполняемого в открытом стволе, и достоверности интерпретации геофизических материалов недропользователям необходимо подготавливать скважины с обеспечением благоприятных геолого-технические условий для проведения ГИС.

2.3 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и воды

После составления проектного документа «Дополнение к проекту разработки месторождения Кумколь» [32], выполненного по состоянию изученности на 01.01.2021 г. на Юго-Восточной части месторождения Кумколь были отобраны и изучены: проба пластового газа из скважины 5035; 3 пробы конденсата из скважин 5033, 5035; 4 устьевые пробы газа из скважин 5033, 5035 и после сепаратора на ЦППН; 5 устьевых проб нефти из скважин КР-25, КР-26, КР-27, КР-40, КР-41.

Впервые в 2023 г. проведены термодинамические исследования пробы пластового газа.

В настоящем отчёте по состоянию изученности на 01.01.2024 г. физико-химические свойства пластовой нефти месторождения Кумколь изучены по результатам исследований 184 проб, пластового газа – по 1 рекомбинированной пробе; дегазированной нефти – по 283 пробам, конденсата – по 12 пробам; компонентный состав нефтяного газа – по 130 пробам, состав свободного газа – по 19 пробам.

Результаты исследований флюидов за весь период разработки месторождения подтверждают существенные изменения текущих свойств и составов флюидов из-за обширного обводнения залежей (в среднем – 98 %) и снижения пластового давления.

2.3.1 Свойства пластовой нефти

Физико-химические свойства пластовой нефти основной части месторождения Кумколь из-за отсутствия новых исследований по состоянию изученности на 01.01.2024 г. остаются на прежнем уровне.

Исследования пластовых проб нефти проводились по внутренним стандартам аналогичным ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

По всем пробам выполнялись следующие эксперименты:

- опыт объемного расширения пластовой системы;
- опыт однократного разгазирования;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- дифференциальное разгазирование пластовой нефти.

В результате опыта объемного расширения пластовой нефти получены значения давления насыщения и коэффициент сжимаемости пластовой нефти. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание,

объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Физико-химические свойства пластовой нефти горизонтов Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 Юго-Восточной части месторождения Кумколь включены в IV объект разработки. Полная информация за весь период разработки месторождения Кумколь представлена в табличном приложении 5.

I объект разработки представлен 2 продуктивными горизонтами М-I и М-II.

Свойства пластовой нефти I объекта разработки описаны результатами исследований 29 проб из 23 скважин. Результаты исследований пробы из скважины 9 (ПЗ 2008 г.) отбракованы из-за своей несостоятельности, пробы из скважин 32р и 1153 - из-за заниженных значений газосодержания и давления насыщения. Скважина 32р находится близ контура водонасыщенности, что и могло стать причиной заниженных параметров. Параметры пластовой нефти из скважин 1042 и 1130 отличаются несоответствием параметров. Проба пластовой нефти из скважины 24 от 18.10.92 г. отбракована из-за завышенного более чем в 2 раза значения газосодержания по сравнению с пробой нефти из этой же скважины от 17.12.86 г.; из скважины 1004 с большим газосодержанием, находящейся в приконтурной части залежи. Пробы из скважины 145 отбракованы из-за завышенных значений газосодержания 26,86 и 27,98 $м^3$/т. За весь период добычи газовый фактор по этой скважине не превышал 16 $м^3$/т.

Среднее значение давления насыщения по I объекту разработки составило 4,53 МПа, газосодержания – 10,56 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,042 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,787 г/$см^3$ и 2,71 мПа*с соответственно.

В таблице 1 так же представлены *параметры последних по времени исследований пластовой нефти* по результатам исследования представильной пробы из скважины 1294 от 20.08.08 г. (последнее по времени качественное исследование).

Значение давления насыщения составило 3,10 МПа, газосодержания – 9,30 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,029 д.ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,763 г/$см^3$ и 2,88 мПа*с соответственно.

II объект разработки представлен 2 продуктивными горизонтами Ю-I и Ю-II

Свойства пластовой нефти II объекта разработки описаны результатами исследований 67 проб из 46 скважин. Параметры проб нефти из скважин 150 и 202 отбракованы из-за завышенных значений газосодержания, 14р, 2268, 2299, 2395, 235, 2476 - из-за очень низких значений газосодержания и давления насыщения. Кроме того, скважина 14р по данным ГИС перфорирована на 2 продуктивных горизонта Ю-II и Ю-III и результаты её исследований не

могли бы быть привлечены для описания свойств пластовой нефти II объекта.

Среднее значение давления насыщения по II объекту разработки – 5,73 МПа, газосодержания – 95,67 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,252 д.ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,727 г/$см^3$ и 1,14 мПа*с соответственно.

Параметры последних по времени исследований пластовой нефти представлены по результатам исследования проб нефти, отобранных за последние 5 лет с 2014 по 2018 гг. включительно. Значение давления насыщения составляло 3,52 МПа, газосодержания – 73,58 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,218 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,731 г/$см^3$ и 1,05 мПа*с соответственно.

III объект разработки представлен продуктивным горизонтом Ю-III.

Свойства пластовой нефти описаны исследованиями 25 проб из 20 скважин. Результаты исследований проб из скважинн 14р и 21р отбракованы из-за несоответствия параметров между собой и очень большого отличия по свойствам нефти, отобранной из рядом расположенных скважин.

Среднее значение давления насыщения – 8,96 МПа, газосодержания – 131,85 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,344 д.ед., плотность и вязкость в пластовых условиях – 0,708 г/$см^3$ и 1,00 мПа*с соответственно.

Последние по времени исследования пластовой нефти III объекта проводились в 2008 г., результаты этих исследований принимаются как *параметры последних по времени исследований.*

Значение давления насыщения составило 8,50 МПа, газосодержания – 108,67 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,282 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,696 г/$см^3$ и 0,74 мПа*с соответственно.

IV объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю-IV, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ_1-PR основной части месторождения и горизонтами Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-1 Юго-Восточной части месторождения Кумколь.

Свойства пластовой нефти IV объекта разработки описаны исследованиями 35 проб пластовой нефти, отобранной из 21 скважины. Результаты исследований проб нефти из скважин 2000 (Ю-V-1-1) и 5016 (Ю-IV-1-1, Ю-V-1-2) отбракованы из-за заниженных параметров нефти.

Среднее значение давления насыщения – 11,95 МПа, газосодержания – 177,49 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,471 д.ед., плотность и вязкость в пластовых условиях – 0,669г/$см^3$ и 1,00 мПа*с соответственно.

Параметры последних по времени исследований пластовой нефти описаны по результатам исследований представильных проб пластовой нефти за 2016 – 2019 гг. Значение давления насыщения составило 13,73 МПа, газосодержания – 210,97 $м^3/т$, объемного коэффициента – 1,580 д.ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,650 $г/см^3$ и 0,60 мПа*с соответственно.

Текущие свойства пластовой нефти IV объекта существенно изменились за счёт вливания результатов исследований проб пластовой нефти Юго-Восточной части месторождения с большими значениями газосодержания, объёмного коэффициента, давления насыщения.

На рисунках 2.3.1-2.3.4 представлены зависимости основных параметров пластовой нефти по объектам разработки.

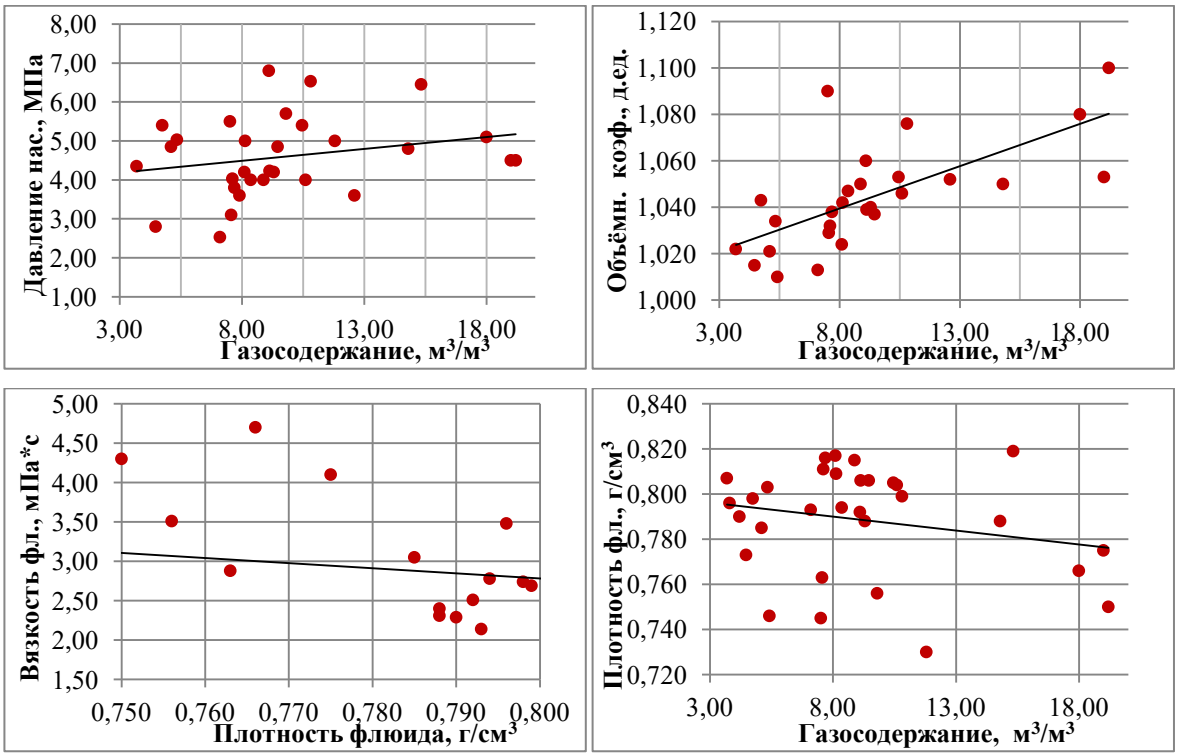


Рисунок 2.3.1.1 - Зависимости основных параметров пластовой нефти по I объекту

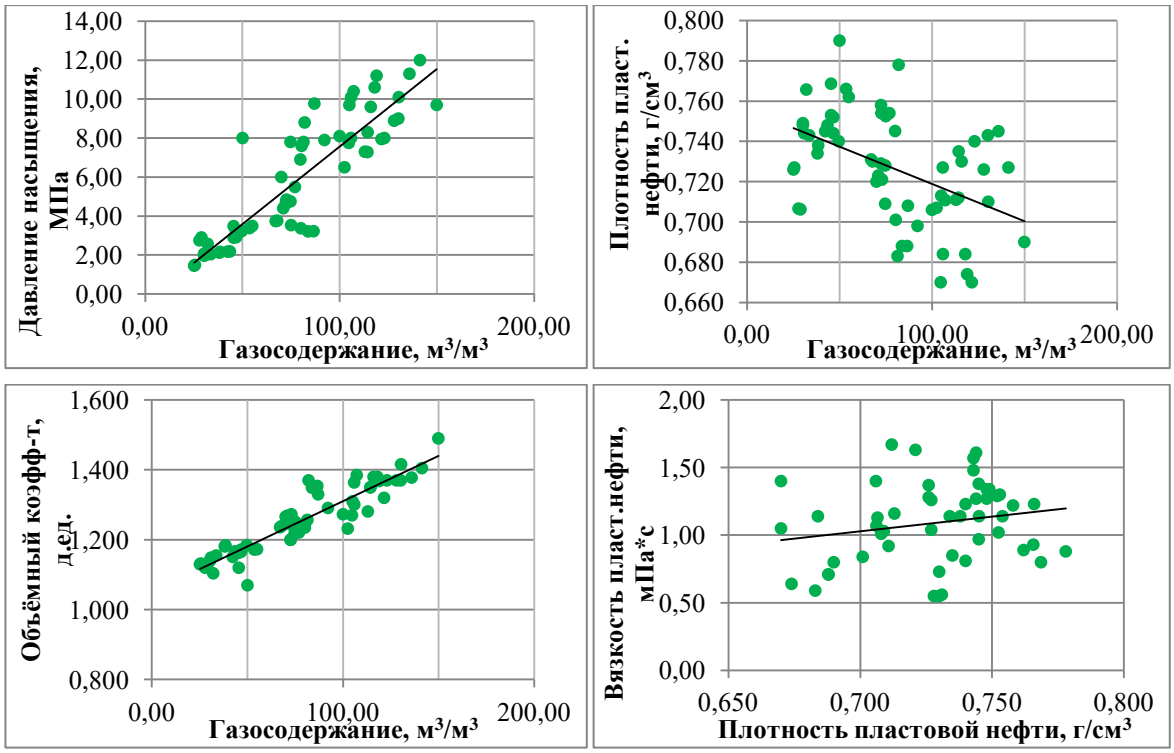


Рисунок 2.3.1.2 - Зависимости основных параметров пластовой нефти по II объекту

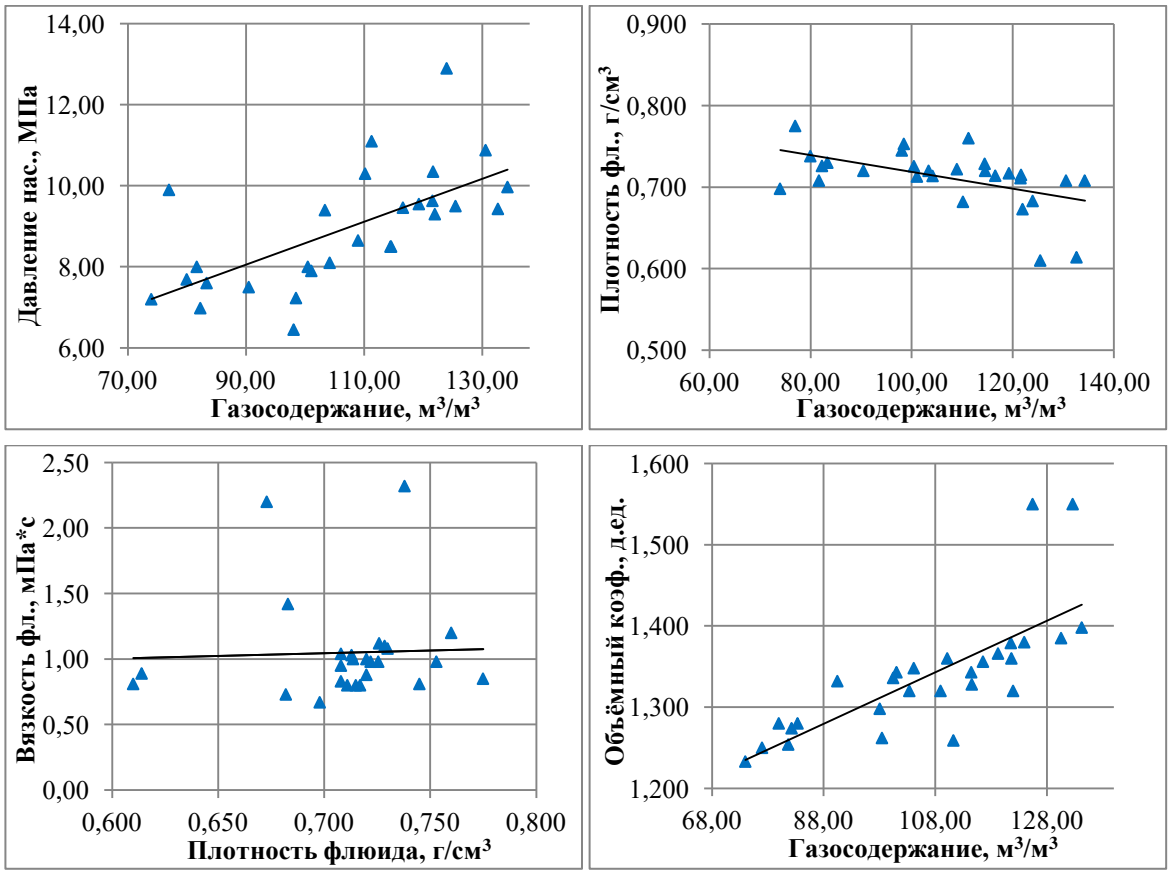


Рисунок 2.3.1.3 – Зависимости основных параметров пластовой нефти по III объекту

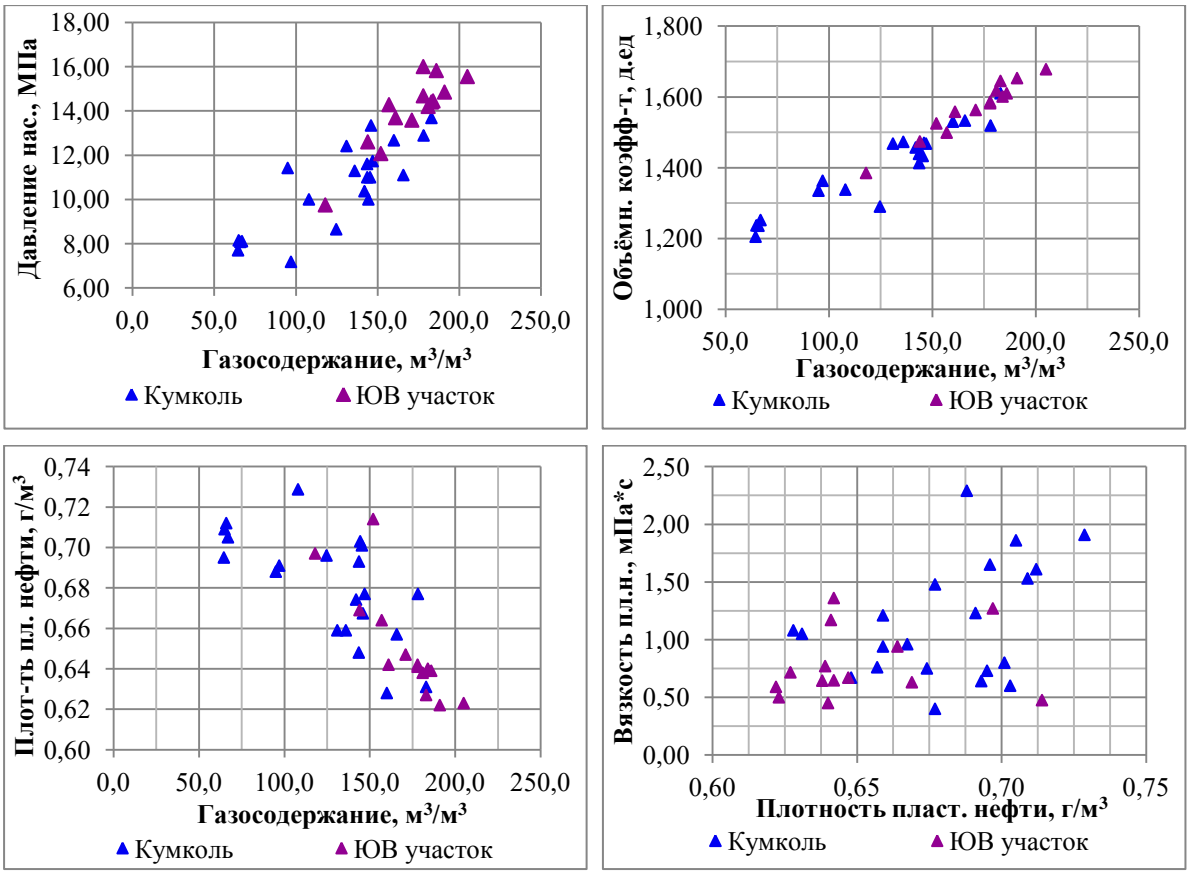


Рисунок 2.3.1.4 – Зависимости основных параметров пластовой нефти по IV объекту

В таблице 2.3.1.1 представлены количество исследований, диапазоны изменения параметров пластовой нефти и средние значения параметров, которые не изменились после составления проектного документа. Данные по IV объекту разработки приведены с учётом исследований пластовой нефти ЮВ участка месторождения Кумколь.

Таблица 2.3.1.1 – Месторождение Кумколь. Средние параметры пластовой нефти по объектам разработки по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I объект разработки *(М-I, М-II)*				
Давление насыщения, МПа	20	27	2,53-6,80	4,53
Газосодержание, $м^3/т$	21	28	4,5-22,00	10,56
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	19	26	1,010-1,090	1,042
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	23	29	0,730-0,817	0,787
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	19	26	1,62-4,70	2,71
II объект разработки *(Ю-I, Ю-II)*				
Давление насыщения, МПа	46	67	1,45-12,00	5,73
Газосодержание, $м^3/т$	46	67	32,27-182,20	95,67
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	45	66	1,070-1,490	1,252
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	45	66	0,670-0,790	0,727
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	46	67	0,55-4,70	1,14

продолжение таблицы 2.3.1.1

1	2	3	4	5
III объект разработки *(Ю-III)*				
Давление насыщения, МПа	20	25	6,45-12,90	8,96
Газосодержание, $м^3/т$	20	25	91,70-164,30	131,85
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	20	25	1,233-1,55	1,344
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	20	25	0,610-0,760	0,708
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	19	23	0,67-2,20	1,00
IV объект разработки *(Ю-IV, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3, PZ_1-PR м. Кумколь + Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 ЮВ участок*				
Давление насыщения, МПа	21	35	7,18-16,00	11,95
Газосодержание, $м^3/т$	21	35	64,60-255,10	177,49
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	21	35	1,205-1,678	1,471
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	21	35	0,622-0,729	0,669
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	21	35	0,40-2,29	1,00

Как видно из таблицы 2.3.1.1, II объект разработки в наибольшей степени освещён исследованиями: и во времени и по количеству. Последние представительные результаты исследований по I и III объектам получены в 2008 г.

Пластовая нефть основной части месторождения Кумколь за весь период разработки претерпела существенные изменения, связанные с повсеместным обводнением залежей (в среднем – 98 %) и разгазированием пластовой нефти при снижении пластового давления.

Разработка месторождения Кумколь прошла через стадии, характеризующиеся различным состоянием термодинамических условий залежей. Так, имевшие место в начале разработки, естественный водонапорный режим, сменился на режим с поддержанием пластового давления (ППД), при котором разработка осуществляется до настоящего времени. Обводнение залежей при разработке сопровождалось снижением газосодержания за счёт растворения части легких углеводородов в попутно-добываемой воде. Что стало одной из причин изменения физико-химических свойств пластовой нефти.

Пластовая нефть ЮВ участка месторождения практически предельно насыщена газом.

2.3.2 Свойства и состав дегазированной нефти

Физико-химические свойства пластового газа в данной работе рассматриваются впервые.

Физико-химические свойства пластового газа по состоянию изученности на 01.01.2024 г. оценены по результатам исследований рекомбинированной пробы из скважины 5035, отобранной 23.02.2023 г. Пробы газа и конденсата для последующей рекомбинации отобраны с сепаратора скважины, проперфорированной в интервале 1670,0-1672,0 м, который соответствует газовой шапке продуктивного горизонта Ю-IV-1-5.

Исследование проведено в лаборатории компании «СиЭнИСи».

Результаты исследований представлены в таблице 2.3.2.1. В таблице 2.3.2.2 приведён состав пластового газа.

Таблица 2.3.2.1 - Месторождение Кумколь. Свойства пластового газа по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скважины	**5035**
Интервал перфорации, м	**1670,0-1672,0**
Продуктивный горизонт	**Ю-IV-1-5**
Дата отбора	**23.02.2023**
Место отбора	**сепаратор**
Давление отбора проб, МПа	**3,0**
Температура отбора проб, ^{o}C	**-7**
Давление пластовое, МПа	**14,63**
Температура пластовая, ^{o}C	**70,2**
Тип пробы	**рекомбинированная**
№ пробы	**090547 и 842008**
Исполнитель	**СиЭнИСи**
Параметры	
Контактная конденсация (при постоянной массе)	
Давление начала конденсации, МПа	13,20
Коэффициент сверхсжимаемости при Рпл, д.ед.	0,5441
Коэффициент сверхсжимаемости при Рнк, д.ед.	0,5239
Объёмный коэффициент Bg при Рпл, д.ед.	0,03762
Объёмный коэффициент Bg при Рнк, д.ед.	0,03968
Плотность пластового флюида, г/см^3	0,3056
Плотность при Рнк, г/см^3	0,2871
Плотность разгазированного конденсата, г/см^3	0,6840
Однократное разгазирование	
Газосодержание, м^3/м^3	4322,0
Конденсато-газовый фактор, см^3/м^3	231,37
Расчитанные параметры	
Поправка на отклонение от закона Б-М, д.ед.	1,8338
Доля сухого газа, д.ед.	0,9431
Потенциальное содержание C_{5+} на пластовый газ, г/м^3	203,99
Потенциальное содержание C_{5+} на сухой газ, г/м^3	216,30

Перед началом исследований проверялся газонефтяной баланс сепараторных проб. Согласно принципу фазового равновесия, если нефть и газ в сепараторе сбалансированы, компоненты нефти и газа сепаратора от метана до гексана должны иметь линейную зависимость между lg(yi/xiPсеп) и bi(1/Tbi-1/Tсеп). Коэффициент корреляции кривой контроля состояния газонефтяного баланса сепаратора определён средним (менее 0,95), что может свидетельствовать о том, что полного фазового равновесия не было достигнуто.

Таблица 2.3.2.2 - Месторождение Кумколь. Компонентный состав пластового газа

№ скважины	**5035**			
Интервал перфорации, м	**1670,0-1672,0**			
Продуктивный горизонт	**Ю-IV-1-5**			
Дата отбора	**23.02.2023**			
Место отбора	**сепаратор**			
Давление отбора проб, МПа	**3,0**			
Температура отбора проб, °С	**-7**			
Исполнитель	**СиЭнИСи**			
Тип пробы	**рекомбинированная**			
№ пробы	**090547 и 842008**			
Тип флюида	**Газ сепарации**	**Газ дегазации**	**Конденсат**	**Пластовый газ**
Компонент	**% мольн.**			
Сероводород H_2S	0,000	0,000	0,000	0,000
Углекислый газ CO_2	0,145	0,220	0,000	0,144
Азот N_2	2,236	2,634	0,000	2,209
Метан C_1	49,616	27,617	0,000	48,374
Этан C_2	23,807	35,478	0,000	23,677
Пропан C_3	4,834	18,528	0,000	5,045
и-Бутан iC_4	12,417	5,389	14,989	12,310
н-Бутан nC_4	2,014	6,105	30,852	2,553
и-Пентан iC_5	0,990	1,520	7,555	1,105
н-Пентан nC_5	1,066	1,631	16,736	1,324
Гексан C_6	1,493	0,527	5,915	1,542
Гептан C_7	1,383	0,352	9,118	1,483
Октан C_8	0,000	0,000	5,276	0,083
Нонан C_9	0,000	0,000	3,398	0,053
Декан C_{10}	0,000	0,000	1,889	0,030
Ундекан C_{11}	0,000	0,000	1,136	0,018
Додекан C_{12}	0,000	0,000	0,597	0,009
Тридекан C_{13} C_{13+}	0,000	0,000	0,356	0,040
Тетрадекан C_{14}	-	-	0,401	-
Пентадекан C_{15}	-	-	0,361	-
Гексадекан C_{16}	-	-	0,335	-
Гептадекан C_{17}	-	-	0,303	-
Октадекан C_{18}	-	-	0,260	-
Нонадекан C_{19}	-	-	0,187	-
Эйкозан C_{20}	-	-	0,132	-
Генэйкозан C_{21}	-	-	0,105	-
Докозан C_{22}	-	-	0,071	-
Трикозан C_{23+}	-	-	0,027	-
Молярная масса, г/моль	30,43	33,85	78,65	-
Плотность, кг/м^3	1,051	1,408	684,0	-
C_{13+} молекулярная масса : 224,807 г/моль				
C_{13+} плотность: 860,4 кг/м^3				

В результате исследований проводилось определение типа отобранного флюида по несколькими методами. В результате определён как газоконденсат.

При пластовых Рпл.=14,63 МПа и Т=70,2 °С давление начала конденсации составляет 13,20 МПа, газосодержание – 4322,0 м^3/м^3, КГФ (конденсато-газовый фактор) – 231,37 см^3/м^3, объёмный коэффициент пластового газа – 0,03762 д.ед., плотность флюида при пластовых условиях – 0,3056 г/см^3. Мольное содержание компонентов группы C_{5+} в

пластовом газе составляет 5,69 %, потенциальное содержание C_{5+} – 203,99 г/м^3 пластового газа, доля «сухого газа» – 0,9431 д.ед.

Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа составляет 0,5441 д.ед.

На рисунках 2.3.2.1 – 2.3.2.3 представлены зависимости параметров пластового газа от давления, полученные в результате контактной конденсации при постоянной массе и дифференциальной конденсации при постоянном объёме.

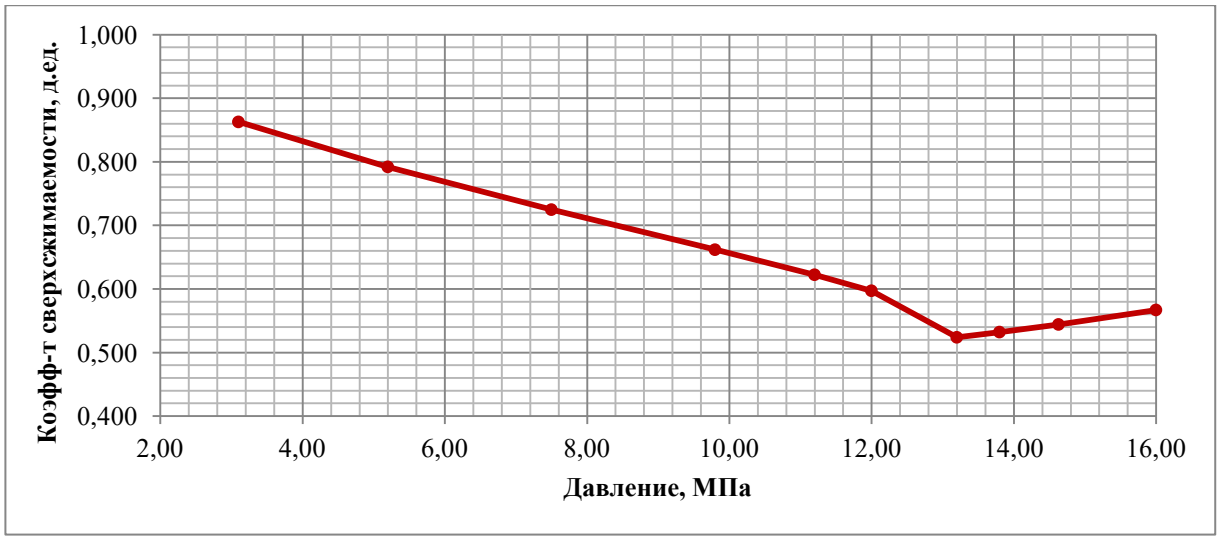


Рисунок 2.3.2.1 – Месторождение Кумколь, горизонт Ю-IV-1-5, скважина 5035. Изменение коэффициента сверхсжимаемости пластового газа при снижении давления (контактная конденсация)

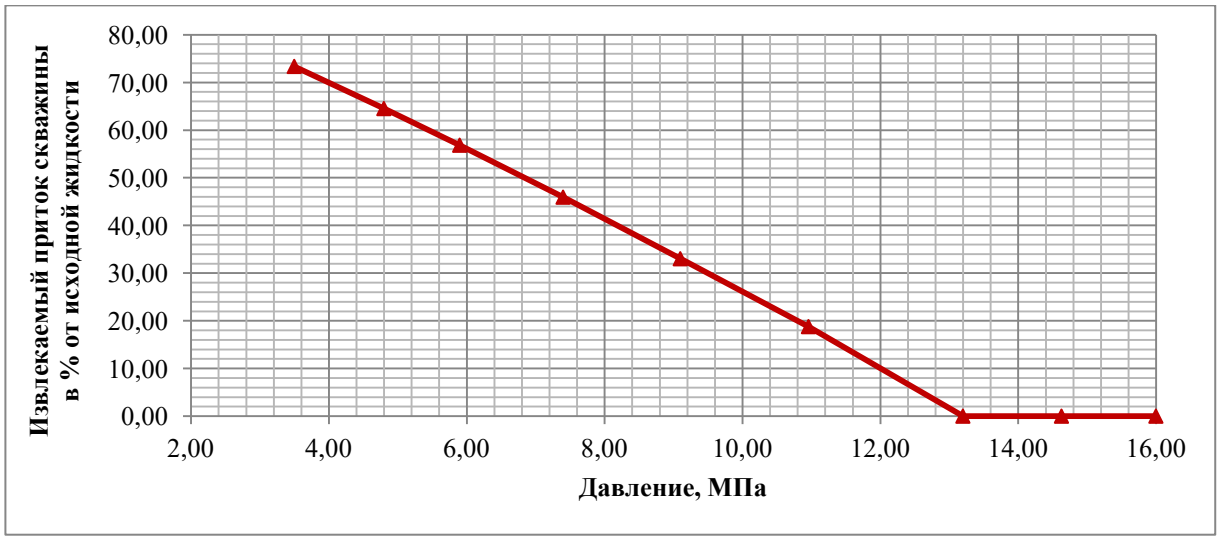


Рисунок 2.3.2.2 – Месторождение Кумколь, горизонт Ю-IV-1-5, скважина 5035. Изменение извлекаемого притока скважины в % от исходной жидкости при снижении давления (дифференциальная конденсация)

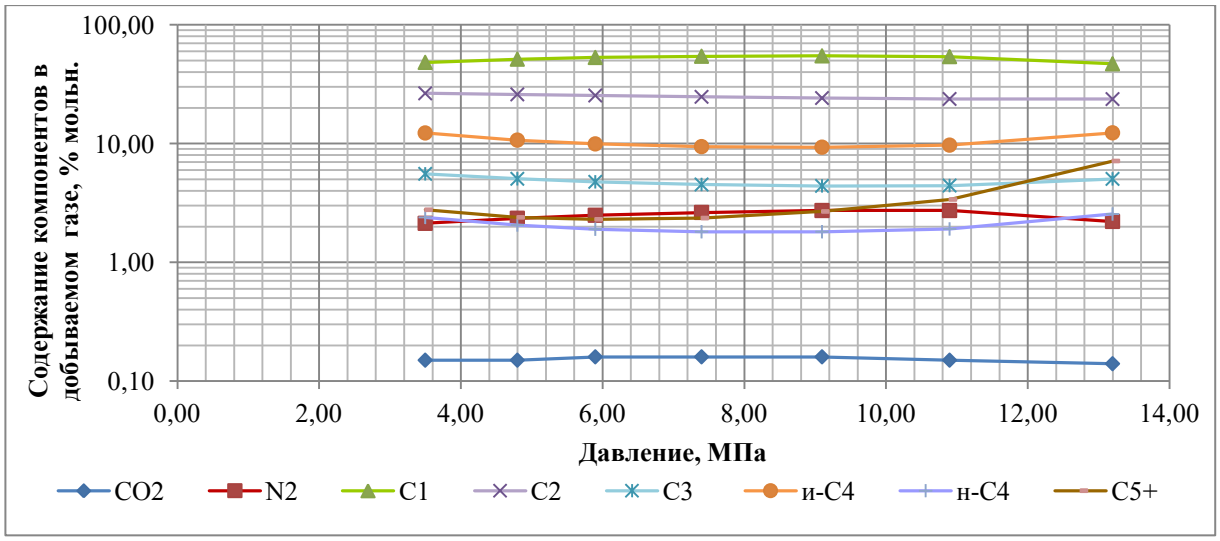


Рисунок 2.3.2.3 – Месторождение Кумколь, горизонт Ю-IV-1-5, скважина 5035. Содержание компонентов в добываемом газе при снижении давления (дифференциальная конденсация)

2.3.3 Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти

После составления отчёта [31] на Юго-Восточной части месторождения Кумколь были отобраны и изучены 5 устьевых проб нефти из скважин КР-25, КР-26, КР-27, КР-40, КР-41 продуктивных горизонтов IV объекта разработки.

В настоящем отчёте по состоянию на 01.01.2024 г. физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения Кумколь изучены по результатам исследований 283 проб.

Лабораторные исследования дегазированной нефти проводились в испытательных лабораториях ТОО «СиЭнИСи», АО «НИПИмунайгаз», АО «НИПИнефтегаз», ТОО «Ойлсерт Интернейшнл» и представлены в табличном приложении 6.

I объект разработки представлен продуктивными горизонтами М-I и М-II.

Физико-химические свойства дегазированной нефти изучены по 71 пробе нефти. Дегазированную нефть по типу нефти в среднем можно охарактеризовать, как особо легкую нефть с плотностью при температуре 20 °С – 0,822 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 10,53 мПа*с, при 50 °С – 3,90 мПа*с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем по горизонту составляет – 8,78 %, асфальто-смолистых веществ – 9,16 %. Значительное количество высомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания дегазированной нефти, которая в среднем по горизонту составляет, плюс 12 °С. Температура плавления парафина, выделенного из нефти, составляет плюс 41 °С. Молекулярный вес нефти равен 224 г/моль. Массовое содержание общей серы

находится в пределах от 0,06 % до 0,39 %, среднее значение – 0,13 %.

Температура начала кипения дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет плюс 61 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 5 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 26 %, до температуры 300 °С – 46 %.

Параметры последних по времени исследований нефти в поверхностных условиях (за последние 5 лет исследований)

Плотность при температуре 20 °С – 0,819 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 9,30 мПа*с, при 50 °С – 3,52 мПа*с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 5,90 %, асфальто-смолистых веществ – 6,88 %, общей серы – 0,09 %. Температура застывания дегазированной нефти - плюс 13 °С. Температура плавления парафина - плюс 59 °С. Молекулярный вес нефти равен 236 г/моль. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 47 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 9 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 28 %, до температуры 300 °С – 48 %.

II объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю-I и Ю-II.

Свойства дегазированной нефти II объекта рассмотрены по 117 пробам.

Нефть является особо легкой, плотность при температуре 20 °С составляет 0,815 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 9,87 мПа*с, при 50 °С – 3,53 мПа*с.

Массовое содержание парафинов в нефти составляет – 11,3 %, асфальто-смолистых веществ – 6,93 %. Температура застывания дегазированной нефти в среднем составляет, плюс 12 °С. Температура плавления выделенного из нефти парафина, составляет плюс 50 °С.

Массовое содержание общей серы в нефти составляет 0,11 %. Молекулярный вес нефти равен 224 г/моль.

Температура начала кипения дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет плюс 58 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 6 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 26 %, до температуры 300 °С – 45 %.

Параметры последних по времени исследований нефти в поверхностных условиях (за последние 5 лет исследований)

Плотность при температуре 20 °С – 0,808 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 8,15 мПа*с, при 50 °С – 2,81 мПа*с. Массовое

содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 10,66 %, асфальто-смолистых веществ – 6,71 %, общей серы – 0,10 %. Температура застывания дегазированной нефти - плюс 11 °С. Температура плавления парафина - плюс 56 °С. Молекулярный вес нефти равен 218 г/моль. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 45 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 9 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 30 %, до температуры 300 °С – 50 %.

III объект разработки представлен продуктивным горизонтом Ю-III.

Свойства и состав дегазированной нефти изучены по 46 пробам. Пробы из скважины 3 от 10.07.1984 г. не учитывались при усреднении значений, т.к. отобраны из интервалов, принадлежащих двум объектам разработки.

Нефть является особо легкой, плотность при температуре 20 °С составляет 0,820 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 13,10 мПа*с, при 50 °С – 3,70 мПа*с.

Массовое содержание парафинов в нефти составляет – 11,39 %, асфальто-смолистых веществ – 6,15 %. Температура плавления выделенного из нефти парафина, составляет плюс 47 °С. Температура застывания дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет, плюс 13 °С. Массовое содержание общей серы составляет 0,16 %. Молекулярный вес нефти равен 219 г/моль.

Температура начала кипения дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет плюс 65 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 5 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 25 %, до температуры 300 °С – 44 %.

Параметры последних по времени исследований нефти в поверхностных условиях (за 2016-2017 гг.)

Плотность при температуре 20 °С – 0,810 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 8,73 мПа*с, при 50 °С – 2,63 мПа*с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 9,7 %, асфальто-смолистых веществ – 2,08 %, общей серы – 0,07 %. Температура застывания дегазированной нефти - плюс 15 °С.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 44 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 14 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 28 %, до температуры 300 °С – 47%.

IV объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю-IV, Ю-IV-1-0, Ю-

IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3, PZ_1-PR основной части месторождения Кумколь и горизонтами Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 ЮВ участка месторождения.

Свойства и состав дегазированной нефти горизонта IV объекта изучены по 45 пробам.

Проба, отобранная в июле 2016 г. со скважины 2068 (PZ_1-PR), отбракована. Проба нефти содержала значительное количество воды (90,4 % масс.), и возможно завышенные результаты по плотности, вязкости, это результат потери легких фракций при обезвоживании пробы нефти. Результаты, полученные по скважине 2068, требуют уточнения и дополнительных исследований, т.к. не соответствуют результатам, представленным в целом по месторождению Кумколь. Отбракована и проба нефти из скважины КР-26 горизонта Ю-IV-1-4 из-за заниженных значений параметров. Кроме того, отбракованы завышенные значения вязкости при 20 ^{o}C по скважинам 2000 от 30.12.2014 г., 5016 от 28.04.2015 г., КР-25 от 30.06-11.07.14 г. горизонтов Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, КР-26 от 25.05-05.06.15 горизонта Ю-IV-1-5.

Нефть является особо легкой, плотность при температуре 20 $^{\circ}$C составляет 0,809 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 5,48 мПа*с, при 50 °С – 2,49 мПа*с.

Массовое содержание парафинов в нефти составляет – 8,29 %, асфальто-смолистых веществ – 2,63 %. Температура застывания дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет, плюс 7 °С. Массовое содержание общей серы составляет 0,05 %.

Температура начала кипения дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет плюс 49 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 10 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 32 %, до температуры 300 °С – 53 %.

Параметры последних по времени исследований нефти в поверхностных условиях (за 2017-2022 гг.)

Плотность при температуре 20 °С – 0,810 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 4,70 мПа*с, при 50 °С – 2,44 мПа*с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 8,30 %, асфальто-смолистых веществ – 1,84 %, общей серы – 0,05 %. Температура застывания дегазированной нефти - плюс 10 °С. Температура плавления парафина - плюс 46 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 49 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет: до температуры 100 °С – 7 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 27 %, до температуры 300 $^{\circ}$C – 48 %.

В 2013-2015 гг. в лабораториях АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «ОйлИнтернейшнл»

проведены исследования по определению металлов. Содержание металлов незначительно и не представляет промышленного значения.

В таблице 2.3.3.1 приведены усреднённые значения параметров дегазированной нефти и диапазоны их изменения в пределах объектов разработки, полученные за весь период исследований по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Таблица 2.3.3.1 – Месторождение Кумколь. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Параметры	Количество исследованных проб	Диапазон изменения параметров	Среднее значение
1	2	3	4
I объект разработки			
Плотность при 20 °С, г/см^3	70	0,806-0,846	0,822
Вязкость динамическая, мПа∗с			
при 20°С	43	5,86-25,05	10,53
при 50°С	42	2,19-7,51	3,9
Температура застывания, °С	48	1-23	12
Сера общая, % масс.	35	0,06-0,39	0,13
Парафин, % масс.	50	3,0-19,8	8,78
Асфальто-смолистые вещества, % масс.	49	2,06-15,50	9,16
Температура начала кипения, °С	53	30-103	61
Объемный выход фракций, %			
до 100°С	47	1-11	5
до 200°С	54	16-32	26
до 300°С	53	36-60	46
II объект разработки			
Плотность при 20 °С, г/см^3	106	0,786-0,852	0,815
Вязкость динамическая, мПа∗с			
при 20°С	79	4,22-27,45	9,87
при 50°С	60	1,42-8,40	3,53
Температура застывания, °С	89	0-24	12
Сера общая, % масс.	70	0,02-0,21	0,11
Парафин, % масс.	73	6,20-20,30	11,3
Асфальто-смолистые вещества, % масс.	73	1,85-16,90	6,93
Температура начала кипения, °С	93	34-107	58
Объемный выход фракций, %			
до 100°С	83	1-15	6
до 200°С	95	11-40	26
до 300°С	93	32-60	45
III объект разработки			
Плотность при 20 °С, г/см^3	41	0,804-0,854	0,82
Вязкость динамическая, мПа*с			
при 20 °С	14	7,16-18,46	13,1
при 50 °С	33	2,36-6,86	3,7
Температура застывания, °С	30	5-20	13
Сера общая, % масс.	21	0,00-0,46	0,16
Парафин, % масс.	26	6,4-19,6	11,39
Асфальто-смолистые вещества, % масс.	26	2,08-13,8	6,15
Температура начала кипения, °С	32	40-103	65
Объемный выход фракций, %			
до 100 °С	27	1-14	5
до 200 °С	35	17-37	25
до 300 °С	35	38-54	44

продолжение табл. 2.3.3.1

1	2	3	4
IV объект разработки			
Плотность при 20 °С, г/см^3	45	0,775-0,849	0,809
Вязкость динамическая, мПа*с			
при 20°С	30	1,30-10,21	5,48
при 50°С	34	0,90-4,40	2,49
Температура застывания, °С	40	(-30)-(18)	7
Сера общая, % масс.	38	0,02-0,11	0,05
Парафин, % масс.	34	4,00-16,60	8,29
Асфальто-смолистые вещества, % масс.	34	1,20-10,00	2,63
Температура начала кипения, °С	36	23-98	49
Объемный выход фракций, %			
до 100 °С	34	2-33	10
до 200 °С	36	23-60	32
до 300 °С	36	40-73	53

Нефть месторождения Кумколь является особо легкой, не вязкой, высокопарафинистой, смолистой и малосмолистой, малосернистой и застывающей при относительно высокой температуре. Физико-химические свойства нефти ЮВ участка месторождения Кумколь в поверхностных условиях идентичны свойствам нефти основной части месторождения.

В таблице 2.3.3.1 приведена характеристика товарной нефти на основании паспортов качества нефти, составленных в лабораториях ЖНУ АО «КАЗТРАНСОЙЛ» и АО «Тургай-Петролеум».

Нефть соответствует требованиям СТ РК 1347-2024 «Нефть. Общие технические условия».

2.3.4 Свойства и состав конденсата

В 2023 г. дополнительно проведены исследования 3 проб конденсата, отобранных из скважин 5033 и 5035.

Все ранние пробы конденсата были изучены до ПЗ-2008.

Физико-химические свойства конденсата представлены в таблице 2.3.4.1 12 пробами, исследованными в ЦХЛ ПГО «Южказгеология» и компании СиЭнИСи.

Ранее свойства конденсата оценены по результатам исследований 7 проб, отобранным из горизонтов Ю-I (2 пробы, скв. 9, 24), Ю-II (2 пробы, скв. 8р) и Ю-IV (3 пробы, скв. 8р, 24). Две пробы, отобранные из скважины 9 (горизонт Ю-IV), были отбракованы, т.к. они отобраны с глубины, соответствующей газонефтяному контакту, и представляют собой конденсато-нефтяную смесь.

Ранее конденсат характеризовался как легкий, малопарафинистый (до 0,7 % масс.), малосернистый (до 0,03 % масс.). Плотность конденс\ата составляет 0,71 г/см^3. Массовое

содержание асфальтенов в конденсате составляет до 0,04 %, смол силикагелевых до 0,62 %. Температура застывания у конденсата низкая и составляет диапазон ниже (минус 33 °С) - (минус 17 °С). Потенциальное содержание бензиновых фракций в конденсате составляет до 90 % об.

Таблица 2.3.4.1 – Месторождение Кумколь. Характеристика товарной нефти

Наименование показателя	Единицы измерения	Метод испытаний	Норма по СТ РК 1347-2024	Результат	
				№20230400082 от 25.04.2023 г.	№ 98 от 06.04.2024 г.
Температура нефти	°С	-	-	44,0	47,0
Давление нефти	МПа	-	-	-	-
Плотность нефти при условиях измерения и давлении	кг/м^3	СТ РК 2.153	-	803,1	796,9
Плотность нефти при 20°С	кг/м^3	СТ РК 2.153	-	821,1	817,3
Плотность нефти при 15°С	кг/м^3	СТ РК 2.153	-	824,8	821,0
Массовое содержание серы	%	СТ РК АСТМ Д 4294	-	0,29	0,08
Давление насыщенных паров	кПа (мм рт.ст.)	ГОСТ 1692	Не более 66,7 (500)	42,9 (321,8)	39,2 (294,0)
Массовое содержание воды	%	ГОСТ 2477	Не более 0,5	0,03	0
Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм^3	ГОСТ 21534	Не более100	12,9	27,7
Массовое содержание хлористых солей	%	ГОСТ 21534	-	0,0016	0,0035
Массовое содержание механических примесей	%	ГОСТ 6370	-	0,0105	0,0022
Суммарное содержание баласта	%	СТ РК 1474	-	0,0421	0,0057
Содержание хлорорганических соединений	млн$^{-1}$ (ppm)	ГОСТ Р 52247	Не более 6	0,2	0,2
Массовое содержание парафина	%	ГОСТ 11851	-	19,0	11,2
Температура потери текучести (застывания), оС	°С	СТ РК АСТМ 5853	-	3(0)	6(3)
Выход фракций до температуры	% об.	ГОСТ 2177			
200°С			-	31,3	30,0
300°С			-	48,9	50,0
Массовое содержание сероводорода	млн$^{-1}$ (ppm)	ГОСТ 33690	Не более 20	Отс.	Отс.
Массовое содержание метил-, и этил- меркаптанов	млн$^{-1}$ (ppm)	ГОСТ 33690	Не более 40	Отс.	Отс.
Вязкость кинематическая при 20 °С	мм^2/с (сСт)	СТ РК АСТМ Д 445		7,665	3,908

Таблица 2.3.4.2 - Месторождение Кумколь. Физико-химические свойства конденсата по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скважины	Горизонт	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см^3	Вязкость кинематическая, мм^2/с						Температура застывания, °С	Температура начала кипения, °С	Содержание светлых фракций, % об. при					Содержание, % масс.					
					0 °С	10 °С	20 °С	30 °С	40 °С	50 °С			100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С	асфальтенов	смол	парафинов	общей серы	воды	мех. примеси
9	Ю-I	ПЗ-2008	1222,5-1225,5	0,7158	-	-	0,72	-	-	-	<-15	36	50	76	-	-	-	0,06	0,92	1,3	0,02	0,03	0,01
24	Ю-I	ПЗ-2008	1193,0-1207,0	0,7079	-	-	0,69	-	-	-	<-50	39	71	85	-	-	-	0,02	0,31	0,01	0,04	0,01	<,01
Среднее				**0,7119**			**0,71**	**-**	**-**		**-**	**-**	**-**	**81**	**-**	**-**	**-**	**0,04**	**0,62**	**0,7**	**0,03**	**0,02**	**0,01**
8р	Ю-II	ПЗ-2008	1230,3-1233,3	0,6979	-	-	0,58	-	-	-	<-17	32	51	79	89	-	-	0,02	0,44	0,1	0,02	<0,01	0,03
8р	Ю-II	ПЗ-2008	1225,3-1233,3	0,7287	-	-	0,79	-	-	-	<-17	29	27	61	90	-	-	0,05	0,42	0,1	0,01	<0,01	0,01
Среднее				**0,7133**	**-**	**-**	**0,69**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**70**	**90**	**-**	**-**	**0,04**	**0,43**	**0,1**	**0,02**	**<0,01**	**0,02**
8р	Ю-IV	ПЗ-2008	1288,7-1292,7	0,7087	-	-	0,73	-	-	-	<-19	33	49	71	-	-	-	0,05	0,72	-	-	0,03	0,01
9*	Ю-IV	ПЗ-2008	1289,5-1296,5	0,7444	-	-	-	-	-	-	-11	41	32	53	58	64	69	0,02	1,93	4,2	0,32	-	-
9*	Ю-IV	ПЗ-2008	1289,5-1296,5	0,7919	-	-	-	-	-	-	<-13	66	3	42	56	64	72	0,07	2,54	8,6	0,08	сл.	0,04
24	Ю-IV	ПЗ-2008	1278,0-1283,0	0,7214	**-**	**-**	0,82	**-**	**-**	**-**	<-19	34	54	76	-	-	-	сл.	0,56	0,9		0,03	0,02
24	Ю-IV	ПЗ-2008	1269,0-1274,0	0,6944	-	-	0,59	-	-	-	<-17	28,5	58	79	89	-	-	0,03	0,44	0,2	0,01	<0,01	0,02
Среднее				**0,7082**	**-**	**-**	**0,71**	-	-	**-**	-	-	-	**75**	**89**	**-**	**-**	**0,03**	**0,57**	**0,6**	**0,01**	**0,02**	**0,02**
5035*	Ю-IV-1-1+ Ю-IV-1-2+ Ю-IV-1-3	20.03.2023	1546,0-1549,0; 1568,5-1570,5; 1606,0-1610,0; 1617,0-1619,0; 1621,0-1622,0	0,7827	**-**	**-**	5,37	3,49	2,23	2,06	8	32	16	32	42	50	59	отс.	0,714	9,6	0,045	отс.	отс.
5033*	Ю-IV-1-5	28.09.2023	1679,5-1683,0	0,7867	-	-	4,09	3,14	2,45	2,1	6	32	14	29	39	47	57	отс.	0,52	5,9	0,0187	0,38	отс.
5035	Ю-IV-1-5	26.01.2023	1670,0-1672,0	0,6801	0,7400	0,6600	0,59	-	-	-	<-63	22	55	82	89	-	-	отс.	отс.	7,0	0,0006	отс.	отс.
Примечание: *-проба отбракована																							

Новые пробы отобраны в 2023 г. из скважин 5033 (ИП – 1679,5-1683,0 м, Ю-IV-1-5), 5035 (ИП – 1546,0-1549,0; 1568,5-1570,5; 1606,0-1610,0; 1617,0-1619,0; 1621,0-1622,0 м, Ю-IV-1-1+Ю-IV-1-2+ Ю-IV-1-3; ИП – 1670,0-1672,0, Ю-IV-1-5).

Результаты исследований достаточно противоречивы.

По горизонту Ю-IV-1-5 (интервалы соответствуют газовой шапке горизонта Ю-IV-1-5) плотность конденсата пробы из скважины 5033 – 0,7867 г/см^3, из скважины 5035 – 0,6801 г/см^3. Значения остальных параметров, соответственно, также сильно отличаются друг от друга.

Относительно других более ранних проб отличия также заметны, особенно по содержанию парафинов, в новых пробах его содержание находится в интервале 5,9 – 9,6 % масс. при 0,01 – 1,30 % масс. в ранних исследованиях. Такое содержание свойственно для нефти месторождения Кумколь.

Полученные значения параметров конденсата горизонта Ю-IV-1-5 нуждаются в уточнении. По состоянию изученности на 01.01.2024 г. физико-химические свойства конденсата принимаются по результатам исследований пробы из скважины 5035.

Проба из скважины 5035 (ИП – 1546,0-1549,0; 1568,5-1570,5; 1606,0-1610,0; 1617,0-1619,0; 1621,0-1622,0 м) принадлежит одновременно залежам Ю-IV-1-1+Ю-IV-1-2+ Ю-IV-1-3. По данным ГИС-контроля скважина 5035 работает сильногазированной нефтью, газированной нефтью, нефтью и нефтью с водой. Плотность пробы из этих интервалов составляет 0,7827 г/см^3.

2.3.5 Физико-химическая характеристика растворенного газа

После составления отчёта [32] новых исследований нефтяного газа не проводилось.

Состав и свойства газа, растворенного в нефти, изучены по 17 пробам из меловых горизонтов, 110 – из юрских (в том числе 20 проб нефтяного газа ЮВ части месторождения Кумколь), 3 – из PZ_1-PR.

Компонентный состав растворенного газа определялся по пробам однократного разгазирования при PVT - исследованиях проб пластовой нефти, а также по устьевым пробам и по состоянию на 01.01.2024 г. представлен в табличном приложении 7.

Нефтяной газ в залежах меловых и юрских горизонтов отличаются по компонентному составу как углеводородной, так и неуглеводородной части. В меловых горизонтах среднее содержание метана – 40-45 % мольн., а в юрских с глубиной доходит до 60 %. Тяжелых углеводородов в газах меловых горизонтов присутствует больше. Азота больше в 2-5 раз в газе меловых горизонтов.

I объект разработки представлен 2 продуктивными горизонтами М-I и М-II.

Компонентный состав газа I объекта разработки изучен по 17 пробам растворённого газа.

Газ «высокожирный» с содержанием метана 40,55 % мольн., этана 12,47 % мольн., пропан-бутановых фракций 36,11 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов

составляет: сероводорода 0,058 % мольн., углекислого газа - 0,21 % мольн., азота – 5,48 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,498 кг/м^3.

Последние по времени исследования (за 2008 г.)

Содержание метана – 33,75 % мольн., этана – 11,86 % мольн., пропан-бутановых фракций – 39,92 % мольн.; содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа - 0,13 % мольн., азота – 6,91 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,561 кг/м^3.

II объект разработки представлен 2 продуктивными горизонтами Ю-I и Ю-II.

Компонентный состав газа II объекта разработки изучен по 55 пробам растворённого газа.

Газ «высокожирный» с содержанием метана 40,97 % мольн., этана 18,74 % мольн., пропан-бутановых фракций 33,60 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов составляет: сероводорода 0,01 % мольн., углекислого газа –0,30 % мольн., азота –1,56 % мольн., сероводорода – 0,01 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,404 кг/м^3.

Последние по времени исследования (за 2014-2018 гг.)

Содержание метана – 34,25 % мольн., этана – 18,69 % мольн., пропан-бутановых фракций – 39,72 % мольн.; содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа - 0,15 % мольн., азота – 1,13 % мольн., сероводород отсутствует, средняя плотность газа составляет 1,479 кг/м^3.

III объект разработки представлен продуктивным горизонтом Ю-III.

Компонентный состав газа III объекта разработки изучен по 15 пробам растворённого газа.

Газ «высокожирный» с содержанием метана 47,95 % мольн., этана – 18,16 % мольн., пропан-бутановых фракций – 27,51 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов составляет: сероводорода - 0,02 % мольн., углекислого газа - 0,30 % мольн., азота – 2,10 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,314 кг/м^3.

Последние по времени исследования (за 2008 г.)

Содержание метана – 44,70 % мольн., этана – 17,84 % мольн., пропан-бутановых фракций – 30,55 % мольн.; содержание неуглеводородных компонентов составляет:

углекислого газа - 0,16 % мольн., азота – 2,41 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,305 кг/м^3.

IV объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю- IV, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ_1-PR основной части месторождения Кумколь и горизонтами Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 ЮВ участка месторождения.

Компонентный состав газа IV объекта разработки изучен по 42 пробам растворённого газа.

Газ «высокожирный» с содержанием метана 60,56 % мольн., этана – 13,44 % мольн., пропан-бутановых фракций – 20,05 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа - 0,23 % мольн., азота – 1,60 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,160 кг/м^3.

Последние по времени исследования (за 2016-2019 гг.)

Содержание метана – 62,39 % мольн., этана – 13,15 % мольн., пропан-бутановых фракций – 18,62 % мольн.; содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа - 0,26 % мольн., азота – 1,61 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,114 кг/м^3.

Усреднённые компонентные составы газа по состоянию на 01.01.2024 г. представлены в таблице 2.3.5.1 также как и в отчёте [32].

Таблица 2.3.5.1 - Месторождение Кумколь. Компонентный состав растворённого газа по объектам разработки по состоянию на 01.01.2024 г.

Объекты разработки	**I**	**II**	**III**	**IV**
Количество исследований	**17**	**55**	**15**	**42**
Компоненты	**Содержание, % мольн.**			
Гелий	-	0,003	-	-
Водород	0,03	0,05	0,03	0,04
Кислород	0,44	0,28	0,22	0,33
Сероводород	0,06	0,01	0,02	0,00
Углекислый газ	0,21	0,30	0,30	0,23
Азот	5,48	1,56	2,10	1,60
Метан	40,55	40,97	47,95	60,56
Этан	12,47	18,74	18,16	13,44
Пропан	19,65	21,35	18,14	13,56
i-Бутан	5,63	4,14	2,91	1,58
n-Бутан	10,82	8,11	6,46	4,90
i-Пентан	2,00	1,79	1,49	1,13
n-Пентан	2,09	1,77	1,43	1,72
Гексан + высшие	1,28	1,35	0,86	1,35
Плотность газа, кг/м^3	1,498	1,404	1,314	1,160

В таблице 2.3.5.2 представлены результаты исследований промыслового газа за 2021-2023 гг.

Таблица 2.3.5.2 – Компонентный состав и свойства промыслового газа

Место отбора	**ЦУГ**	**Вход в турбину ЦУГ**	**Торгай вход в ЦУГ**	**Кызылкия вход в ЦУГ**	**Южный Кумколь вход в ЦУГ**	**Кызылкия выход**	**Кызылкия вход ЦУГ**	**Сухой линия ЦППН**	**Кумколь Южный вход ЦУГ**	**Торгай вход ЦУГ**	**Кумколь Южный вход ЦУГ**	**Торгай вход в ЦУГ**	**Сухой линия ЦППН**	**Кызылкия вход ЦУГ**	**Торгай вход ЦУГ**	**Кызылкия вход ЦУГ**	**Сухой линия в ЦППН**	**Кумколь Южный вход ЦУГ**	**ТП Кызылкия Кумколь с компр. SOLAR**	**ТП Кызылкия**	**ТП Кызылкия**	**ТП Кызылкия**	**ЦУГ Кумколь Дегидрация**	**ЦУГ Кумколь FQI-1015 V-202**	**ЦУГ Кумколь FT-001 V-201**	**После сепаратора на ЦППН**
Дата отбора	**28.01.2021**	**10.09.2021**	**10.09.2021**	**10.09.2021**	**10.09.2021**	**10.09.2021**	**05.10.2021**	**05.10.2021**	**05.10.2021**	**05.10.2021**	**06.10.2021**	**06.10.2021**	**06.10.2021**	**06.10.2021**	**06.10.2021**	**07.10.2021**	**07.10.2021**	**07.10.2021**	**06.10.2021**	**05.10.2021**	**06.10.2021**	**07.10.2021**	**13.10.2021**	**13.10.2021**	**13.10.2021**	**07.06.2023**
Компоненты	**Содержание, % мольн.**																									
Кислород	0,045	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Углекислый газ	1,017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,638
Азот	2,794	0,000	0,000	0,000	0,537	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,996
Метан	64,714	67,373	58,688	66,126	79,614	71,510	62,976	60,575	64,583	64,635	58,148	62,968	59,476	60,289	62,953	59,375	60,756	62,480	68,233	62,753	63,801	62,558	59,339	64,187	57,620	58,742
Этан	12,305	14,722	24,752	22,883	7,807	13,637	24,993	19,401	16,569	14,480	15,810	13,461	15,165	16,105	13,006	18,443	14,308	16,174	22,698	16,548	17,944	19,094	13,330	19,912	13,484	15,195
Пропан	10,772	13,284	10,585	8,666	6,186	11,156	8,943	15,028	10,500	13,977	6,848	7,896	7,923	9,785	8,427	10,032	8,106	9,134	3,989	9,864	8,685	8,574	10,870	7,359	12,287	6,705
Изо-бутан	2,090	4,529	3,331	2,228	4,413	2,388	2,297	4,584	5,126	4,271	4,702	3,623	4,386	3,388	3,815	2,643	4,205	4,704	1,550	2,240	1,800	1,932	4,284	1,842	4,392	6,088
Н-бутан	4,556	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,905	5,752	6,238	5,701	5,612	5,888	6,149	0,000	2,074	5,813	5,292	5,189	5,704	4,313	5,648	4,239
Нео-пентан	0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Изо-пентан	0,992	0,092	2,644	0,097	1,443	1,310	0,790	0,413	3,222	2,637	4,396	3,300	4,132	2,607	3,225	2,544	3,710	4,038	1,457	1,947	1,470	1,690	3,588	1,734	3,646	4,224
Н-пентан+	0,698	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,191	3,001	2,680	2,125	2,962	1,076	2,767	3,472	0,000	0,837	1,008	0,964	2,886	0,653	2,922	1,173
Свойства газа																										
Плотность газа при 15°С, кг/м^3	1,066	1,727	1,599	1,525	1,211	1,642	1,553	1,709	1,777	1,718	1,899	1,832	1,877	1,705	1,828	1,701	1,864	1,842	1,515	1,693	1,651	1,650	1,835	1,570	1,834	1,198
Относительная плотность по воздуху	0,873	1,414	1,309	1,248	0,991	1,345	1,271	1,399	1,455	1,406	1,555	1,500	1,537	1,396	1,496	1,393	1,526	1,508	1,240	1,386	1,352	1,351	1,502	1,286	1,502	0,995
Молекулярный вес, г/моль	25,17	40,46	37,63	35,92	28,66	38,54	36,54	40,09	41,61	40,27	44,34	42,81	43,84	39,98	42,73	39,90	43,54	43,06	35,64	39,69	38,75	38,72	42,90	39,98	42,90	28,63
Теплота сгорания высшая, кДж/моль	182,14	269,27	202,42	189,63	95,30	251,52	204,71	252,62	272,89	257,2	296,31	287,54	295,51	249,49	285,94	251,39	292,77	284,87	216,84	254,78	244,83	242,35	282,12	193,82	278,98	-
Теплота сгорания низшая, кДж/моль	165,92	247,53	186,05	174,19	87,09	231,02	188,03	232,27	250,92	236,43	272,68	264,48	271,92	229,33	263,02	231,10	269,37	262,07	198,96	234,17	224,95	222,69	259,56	178,15	256,69	-
Коэффициент сжимаемости	0,9951	0,9878	0,9921	0,9932	0,9978	0,9892	0,9923	0,9889	0,9870	0,9884	0,9841	0,9853	0,9845	0,9886	0,9855	0,9887	0,9848	0,9856	0,9917	0,9886	0,9894	0,9896	0,9857	0,9927	0,9859	0,9920

2.3.6 Свойства и состав свободного газа и газа газовых шапок

После составления отчёта [32] исследованы 3 пробы свободного газа, отобранных из скважин 5033 и 5035.

Компонентный состав свободного газа горизонта N-5 и газовых шапок горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV представлен результатами исследований 16 проб устьевого газа, отобранных из скважин 8р, 9, 24, 100, 243, 280, 430 и 2088. Свойства газа газовой шапки Ю-III горизонта остаются неизученными.

В таблице 2.3.6.1 приведены результаты исследований по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Горизонт N-5

Компонентный состав и свойства свободного газа горизонта N-5 исследованы по 6 пробам, отобранных из двух скважин: 100 и 280.

Полученные результаты по пробе из скважины 100, отобранной в конце 2019 г., отбракованы из-за существенного отличия от средних значений, что, вероятнее всего, связано с некачественным отбором и возможным попаданием воздуха.

Газ «жирный», содержание метана среднем по горизонту составляет 79,07 % мольн., этана – 9,13 % мольн., пропана – 5,30 % мольн., бутанов – 1,95 % мольн., пентанов – 0,50 % мольн., гексана + высших гомологов – 0,26 % мольн., азота – 3,82 % мольн., углекислого газа – 0,01 % мольн., сероводород отсутствует.

Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,862 кг/м^3, относительная плотность - 0,713 д.ед.

Горизонт Ю-I представлен результатами исследований 2-х проб газа из скважин 9 и 2088.

Газ «тощий», содержание метана среднем по горизонту содержание составляет 80,61 % мольн., этана – 7,50 % мольн., пропана – 3,61 % мольн., бутанов – 1,21 % мольн., пентанов – 0,64 % мольн., гексана + высших гомологов – 0,13 % мольн., азота – 5,82 % мольн., углекислого газа – 0,29 % мольн., гелия – 0,22 % мольн. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,833 кг/м^3, относительная плотность - 0,691 д.ед.

Горизонт Ю-II представлен результатами исследований 2-х проб газа из скважин 8р и 243.

Таблица 2.3.6.1 - Месторождение Кумколь. Компонентный состав свободного газа и газа газовых шапок по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скважины	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание компонентов, % мольн.													Плотность при 20 °С, кг/м^3	Относительная плотность
			гелий	сероводород	кислород	углек. газ	азот	метан	этан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	гексан + высшие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Горизонт N-5																	
100	840,0-846,0; 860,0-863,0	23.12.2016	-	0,00		0,01	1,12	78,20	9,04	7,08	0,79	2,08	0,52	0,67	0,50	0,904	0,751
100*	840,0-846,0; 860,0-863,0	26.10.2019	-	-	2,79	0,00	17,82	65,44	8,12	3,96	0,52	1,12	0,22	0,02	-	0,915	0,750
100	840,0-846,0; 860,0-863,0	12.11.2020	-	-	0,10	0,00	5,69	77,73	9,40	4,99	0,58	1,24	0,26	0,00	-	0,861	0,705
280	840,0-845,0	24.09.2016	-	0,00	-	0,04	0,84	83,08	8,74	5,08	0,40	1,02	0,23	0,30	0,28	0,830	0,689
280	840,0-845,0	26.10.2019	-	-	0,16	0,00	5,84	78,56	9,09	4,29	0,57	1,20	0,24	0,05	-	0,852	0,698
280	840,0-845,0	12.11.2020	-	-	0,07	0,00	5,62	77,80	9,39	5,04	0,59	1,25	0,25	0,00	0,00	0,861	0,705
Среднее по горизонту N-5			**-**	**0,00**	**0,11**	**0,01**	**3,82**	**79,07**	**9,13**	**5,30**	**0,59**	**1,36**	**0,30**	**0,20**	**0,26**	**0,862**	**0,710**
Горизонт Ю-I																	
9	1222,5-1225,5	ПЗ-2008	0,22	-	-	0,29	5,62	77,92	9,01	4,24	0,42	0,81	0,77	0,11	-	0,860	0,714
2088	1191,6-1206,0	ПЗ-2008		-	-	-	6,02	83,29	5,99	2,98	0,40	0,80	0,15	0,25	0,13	0,805	0,668
Среднее по горизонту Ю-I			**0,22**	**-**	**-**	**0,29**	**5,82**	**80,61**	**7,50**	**3,61**	**0,41**	**0,80**	**0,46**	**0,18**	**0,13**	**0,833**	**0,691**
Горизонт Ю-II																	
8	1230,3-1232,3	ПЗ-2008	0,14	-	-	0,04	10,61	56,75	14,05	10,15	1,62	3,13	0,79	0,94	-	1,067	0,886
243	1210,0-1224,0	ПЗ-2008	-	-	-	сл.	10,09	71,70	7,91	5,74	0,85	1,73	1,23	0,61	0,14	0,929	0,771
Среднее по горизонту Ю-II			**0,14**	**-**	**-**	**0,02**	**10,35**	**64,23**	**10,98**	**7,95**	**1,24**	**2,43**	**1,01**	**0,78**	**0,14**	**0,998**	**0,829**
Горизонт Ю-IV																	
8	1270,0-1275,0	ПЗ-2008	0,10	-	-	0,41	5,18	56,04	15,24	10,62	2,33	6,08	1,06	3,17	-	1,172	0,973
8	1268,7-1282,7	ПЗ-2008	0,20	-	-	1,16	3,95	79,17	9,15	4,35	0,46	1,05	0,22	0,23	-	0,846	0,702
9	1275,5-1276,5	ПЗ-2008	0,14	**-**	**-**	0,65	3,59	71,36	9,80	10,51	0,88	1,95	0,45	0,43	**-**	0,952	0,79
24	1269,0-1274,0	ПЗ-2008	0,07	-	-	0,42	3,70	64,11	15,77	9,16	1,46	2,99	0,99	1,19	-	1,029	0,854
24	1278,0-1289,0	ПЗ-2008	0,22	-	-	0,80	4,07	80,28	8,75	4,19	0,47	0,89	0,17	0,11	-	0,830	0,689
430	1290,0-1300,0	ПЗ-2008	-	**-**	**-**	сл.	3,67	67,75	14,69	9,57	0,93	2,43	0,24	0,72	сл.	0,975	0,809
Среднее по горизонту Ю-IV			**0,15**	**-**	-	-	**4,03**	**69,79**	**12,23**	**8,07**	**1,09**	**2,57**	**0,52**	**0,98**	**сл.**	**0,967**	**0,803**
Горизонт Ю-IV-1-5																	
5033	1679,5-1683,0	28.09.2023	-	0,00	-	0,106	3,645	67,154	13,177	11,118	1,021	2,742	0,355	0,468	0,214	0,988	0,821
5035	1670,0-1672,0	30.01.2023	-	0,00	-	0,230	2,710	65,480	16,730	7,540	1,600	2,770	0,600	1,090	1,250	1,045	0,868
Среднее по горизонту Ю-IV-1-5			-	**0,00**	**-**	**0,17**	**3,18**	**66,32**	**14,95**	**9,33**	**1,31**	**2,76**	**0,48**	**0,78**	**0,73**	**1,017**	**0,844**
Горизонт Ю-IV-1-1+IV-1-2+Ю-IV-1-3																	
5035*	1546,0-1549,0; 1568,5-1570,5; 1606,0-1610,0; 1617,0-1619,0; 1621,0-1622,0	30.03.2023	-	0,00	-	0,310	0,000	40,560	38,730	15,910	1,200	2,280	0,280	0,330	0,400	1,1778	0,9779
Примечание: * - отбракованная проба																	

Газ «жирный», содержание метана среднем по горизонту составляет 64,23 % мольн., этана – 10,98 % мольн., пропана – 7,95 % мольн., бутанов – 3,67 % мольн., пентанов – 1,79 % мольн., гексана + высших гомологов – 0,14 % мольн., азота – 10,35 % мольн., углекислого газа – 0,02 % мольн., гелия – 0,14 % мольн.

Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,998 кг/м^3, относительная плотность - 0,829 д.ед.

Горизонт Ю-IV представлен результатами исследований 6 проб газа из скважин 8р, 9, 24 и 230.

Газ «высокожирный», содержание метана среднем по горизонту составляет 69,79 % мольн., этана – 12,23 % мольн., пропана – 8,07 % мольн., бутанов – 3,65 % мольн., пентанов – 1,50 % мольн., азота – 4,03 % мольн., углекислого газа – 0,57 % мольн., гелия – 0,15 % мольн. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,967 кг/м^3, относительная плотность – 0,803 д.ед.

Горизонт Ю-IV-1-5

Компонентный состав газа данного горизонта рассматривается по результатам исследований 2-х проб, отобранных в 2023 г. из скважин 5033 (ИП – 1679,5-1683,0 м) и 5035 (ИП – 1670,0-1672,0 м).

Газ из скважин 5033 и 5035 «высокожирный», содержание метана составляет 66,32 % мольн., этана – 14,95 % мольн., пропана – 9,33 % мольн., бутанов – 4,07 % мольн., пентанов – 1,99 % мольн., азота – 3,18 % мольн., углекислого газа – 0,17 % мольн., сероводорода нет. Плотность газа при стандартных условиях составляет 1,017 кг/м^3, относительная плотность – 0,844 д.ед.

Горизонты Ю-IV-1-1+Ю-IV-1-2+Ю-IV-1-3

Газ из скважины 5035 (ИП – 1546,0-1549,0; 1568,5-1570,5; 1606,0-1610,0; 1617,0-1619,0; 1621,0-1622,0 м) «высокожирный», содержание метана составляет 40,56 % мольн., этана – 38,73 % мольн., пропана – 15,91 % мольн., бутанов – 3,48 % мольн., пентанов – 1,01 % мольн., азота и сероводорода нет, углекислого газа – 0,31 % мольн. Плотность газа при стандартных условиях составляет 1,178 кг/м^3, относительная плотность – 0,978 д.ед.

Согласно исследованию скважины 5035 в указанных интервалах, можно предположить, что газ является нефтяным газом или смесью нефтяного и свободного газа.

2.3.7 Физико-химические свойства и состав воды

В гидрогеологическом отношении месторождение Кумколь расположено в пределах южной части Тургайского артезианского бассейна, занимающего обширную Южно-Тургайскую впадину меридионального простирания.

Продуктивные горизонты месторождения Кумколь приурочены к нижнемеловым, юрским и верхнепалеозойским отложениям. В 2023 г. отобраны пробы воды из меловых и юрских отложений и в данной приводятся результаты гидрохимических исследований. Информация представлена недропользователями АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум».

Основная часть исследований была выполнена работниками промысловых химико-аналитических лабораторий, находящихся на самих месторождениях и содержащие данные по основному компонентному составу с рассчитанной суммарной минерализацией, плотности, pH, а также по содержанию бария и железа.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

I объект разработки (меловые отложения)

По I объекту мелового горизонта отобрано 4 пробы из 3 скважин: 2071, 2080, 432. Пластовые воды представляют собой слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 56,3 г/дм^3 до 61,4 г/дм^3, что в среднем составляет 58,7 г/дм^3 при плотности 1,037 г/см^3.

По результатам химического анализа среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне от 14,2 до 16,4 г/дм^3, в среднем составляет 15 г/дм^3, кальция и магния в среднем содержится 5,1 г/дм^3 и 1 г/дм^3, хлориды находятся в диапазоне 35,1-38,1 г/дм^3, в среднем составляют 36,6 г/дм^3, сульфаты в диапазоне 4-14 мг/дм^3, что в среднем составляют 6 мг/дм^3, гидрокарбонаты в диапазоне 183-244 мг/дм^3. Содержание бария находится в пределах 0,6-1,1 г/дм^3, в среднем по объекту составляет 0,9 г/дм^3. Воды очень жесткие, по среднему показателю pH = 6,49 кислые. Содержание мех. примесей находится в диапазоне 99-641 мг/дм^3, в среднем по горизонту составляет 375 мг/дм^3. Микро компонентный состав подземных вод не изучался.

II объект разработки (юрские отложения)

II объект юрского горизонта изучен по результатам исследований 4 проб из 4 скважин: 2001, 2070, 2074, 4035. Проба воды из скважины 2001 признана не кондиционной, что связано с двух кратным увеличением содержания кальция, и тем самым возможно приурочить данную воду к технологическим жидкостям. Воды очень жесткие, по показаниям

pH - кислые. Минерализация вод изменяется в диапазоне от 59,1-68,1г/дм^3, что в среднем составляет 69,1 г/дм^3 при плотности 1,039 г/см^3.

По результатам химического анализа проб воды II объекта разработки среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне от 12,9 до 17,1 г/дм^3, в среднем составляют 15,1 г/дм^3, кальций и магний находится в диапазоне от 6,1 до 6,9 г/дм^3 и 1,1-2,0 соответственно, что в среднем составляя 6,5 и 1,5 г/дм^3. Хлориды содержатся в диапазоне 37,1-42,4 г/дм^3, в среднем 38,9 г/дм^3. Содержание сульфатов не высокое 0,006-0,01 г/дм^3, в среднем составляя 0,007 г/дм^3, гидрокарбонаты варьируют в диапазоне 198-458 мг/дм^3, в среднем составляя 343 мг/дм^3. Барий находится в пределах 0,8-1,4 г/дм^3, в среднем по горизонту 1,1 г/дм^3. Содержание мех. примесей составляет 47-460 мг/дм^3, в среднем по горизонту 300 мг/дм^3. Тип воды согласно классификации Сулина В.А. - хлоридно-кальциевый. Микрокомпоненты не изучались.

IV объект разработки (юрские отложения)

Воды IV объекта юрского горизонта изучены по результатам исследований 3 проб из 2 скважин: 329 и 5031. Пробы воды из скважины 5031 при минерализации 90,9 г/дм^3 и 97,5 г/дм^3 не являются пластовыми. Проба воды из скважины 329 представляет собой слабый рассол, по генетической классификации В.А. Сулина относится к хлоридно-кальциевому типу, что предопределяет морские условия формирования. Минерализация составляет 63,8 г/дм^3, при плотности 1,041 г/см^3. В результате исследования данной пробы получены следующие результаты: натрий+калий 16,1 г/дм^3, кальций 6,2 г/дм^3, магний 912г/дм^3, хлориды составляют 38, г/дм^3, сульфаты 0,002 г/дм^3, гидрокарбонаты 275 г/дм^3. Содержание бария 1,5 г/дм^3. Воды очень жесткие, по показаниям pH - кислые. Содержание мех. примесей 207 мг/дм^3. Состав и свойства микрокомпонентов не изучался.

Водозаборная скважина

Одна проба воды отобрана из водозаборной скважины ТВС-16. Подземная вода представляет собой слабо солоноватый, хлоркальциевого типа. Минерализация вод составляет 63,6 г/дм^3 при плотности 1,038 г/см^3. Общая жесткость, обусловлена суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} и составляет 488,2 мг-экв/дм^3. По кислотно-щелочным свойствам при pH=7,08 вода характеризуются как слабо щелочная.

По результатам химического анализа проб среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий - 9384,3 мг/дм^3, кальция - 7536 мг/дм^3, магния 1269,6 мг/дм^3, хлориды 44975 мг/дм^3, сульфаты 20 мг/дм^3, гидрокарбонаты 366 мг/дм^3. Из микрокомпонентов имеется данные по содержанию бария - 996,2 мг/дм^3. Присутствует механические примеси, содержание составляет 186 мг/дм^3.

АО «Тургай-Петролеум»

II объект разработки (юрские отложения)

II объект юрского горизонта изучен по результатам исследований 30 проб из 22 скважин: 415, 1053, 1064, 1151, 2148, 2152, 2171, 2247, 2266, 2345, 2351, 2356, 2385, 2393, 2414, 2462, 2522, 2531, 2705, 2730, 2733, 2739. Воды очень жесткие, по среднему показателю pH=6,81 - кислые. Минерализация вод изменяется в диапазоне от 48,1-79,4г/дм^3, что в среднем составляет 64,5 г/дм^3 при плотности 1,051 г/см^3.

По результатам химического анализа проб воды II объекта разработки среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне от 14,9 до 24,9 г/дм^3, в среднем составляют 20,3г/дм^3, кальций и магний находится в диапазоне от 2,5 до 4,8 г/дм^3 и 0,4-1,7 соответственно, что в среднем составляя 2,5 и 0,8 г/дм^3. Хлориды содержатся в диапазоне 29,4-49,3 г/дм^3, в среднем 38,5 г/дм^3. Содержание сульфатов не высокое 0,001-0,04 г/дм^3, в среднем составляя 0,038 г/дм^3, гидрокарбонаты варьируют в диапазоне 122-390 мг/дм^3, в среднем составляя 191 мг/дм^3. Барий находится в пределах 0,01-1,6 г/дм^3, в среднем по горизонту составляет 0,4 г/дм^3. Тип воды согласно классификации Сулина В.А. - хлоридно-кальциевый. Микрокомпоненты не изучались.

IV объект разработки (юрские отложения)

Воды IV объекта юрского горизонта изучены по результатам исследований 5 проб из 2 скважин: 2558 и 3085. Пробы воды из скважин представляют собой слабый рассол, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация составляет 56,6-71,6 г/дм^3, при плотности 1,039-1,052 г/см^3. В результате исследования данных проб получены следующие результаты: натрий+калий 18,0-22,3 г/дм^3, кальций 2,6-4,3 г/дм^3, магний 0,6-0,9 г/дм^3, хлориды составляют 34,8-44,1, г/дм^3, сульфаты 0,001-0,5 г/дм^3, гидрокарбонаты 98-207 мг/дм^3. Содержание бария 15-675 мг/дм^3. Воды очень жесткие, по показаниям pH - кислые. Содержание мех. примесей 98-207 мг/дм^3. Микрокомпоненты не изучались.

Водозаборные скважины

Пробы воды в количестве 15 штук отобраны из 2-х водозаборных скважин: ТВЗС-1695 и ТВЗС-12. Воды слабо солоноватые, хлоркальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 1,1 г/дм^3 до 3,1 г/дм^3, в среднем составляет 2,2 г/дм^3. Общая жесткость, обусловлена суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} и составляет в среднем 20,58 мг-экв/дм^3. По кислотно-щелочным свойствам при pH=7,5 вода характеризуются как щелочная. По результатам химического анализа проб среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне 21,1-290,8 мг/дм^3, в среднем составляя 129,1 мг/дм^3, кальций находится в диапазоне 100,2-280,6 мг/дм^3, в среднем составляя

169,7 мг/дм^3, магния варьируют в диапазоне 85,1-206,7 мг/дм^3, в среднем составляя 169,7 мг/дм^3, хлориды содержатся в количестве 630-1050 мг/дм^3, в среднем составляя 844,7 г/дм^3, сульфаты находятся в диапазоне 560-1460 мг/дм^3, в среднем составляя 825 г/дм^3, гидрокарбонаты варьирует в диапазоне от 73,2 до 183 мг/дм^3, в среднем составляя 133,4 мг/дм^3. Из микрокомпонентов имеются данные по содержанию бария и железа. Содержание бария находится в диапазоне 2-75 мг/дм^3, в среднем составляет 16,7 мг/дм^3. Содержание железа варьирует в диапазоне 0,1-4 мг/дм^3, в среднем составляя 1,56 мг/дм^3. Присутствует механические примеси, содержание находится в диапазоне 4-20,1 мг/дм^3, в среднем составляя 10,5 мг/дм^3.

Выводы:

Изучение свойств и состава воды с эксплуатационных объектов месторождения Кумколь в 2023 году проведено по 46 пробам из 33 скважин, меловых, юрских и палеозойских горизонтов месторождения Кумколь (табл.2.3.7.1 и 2.3.7.2). По результатам проведенных исследований за 2023 год пластовые воды из добывающих скважин меловых, юрских и палеозойских горизонтов имеют схожий состав. Тип воды не изменился, относятся к слабым хлоркальциевым рассолам с суммарным содержанием растворенных солей до 69,7 г/дм^3. Воды жесткие, кислые с небольшим содержанием сульфат - ионов. Основной состав вод изучен достаточно полно, микро компонентный состав не изучен, за исключением иона бария, которого в данных водах большое количество.

Рекомендации:

Рекомендуется продолжить исследования состава пластовых вод. Полный комплекс исследований должен включать в себя определения основного компонентного состава, замеры плотности, вязкости, pH среды, микрокомпонентов: йод, бром, барий, стронций, бор, литий.

Для регулярного прослеживания изменения свойств пластовых вод необходимо продолжить исследования воды с определением всех параметров физико-химических свойств и микрокомпонентов, это позволит проследить степень изменения состава вод.

В дальнейшем при введении в эксплуатацию вновь пробуренных скважин, возобновить изучение полного компонентного состава пластовых вод. Периодичность таких исследований должна составлять ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения - ежемесячно (на полный анализ). Рекомендуется периодически проводить исследования в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

Таблица 2.3.7.1 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде за 2023 г. (данные с КТ АО «ТП» (Контрактная территория АО «Тургай-Петролеум»)

Содержание ионов и примесей, мг/дм^3	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	сква-жин	проб			сква-жин	проб			сква-жин	проб		
	Юрские отложения								Водозаборная скважина			
	II объект				IV объект							
Cl^-	22	30	29400-49280	38498	2	5	24790-44100	39276	2	15	630-1050	844,7
SO_4^{--}	22	30	1-420	38	2	5	1-510	226	2	15	560-1460	825
HCO_3^-	22	30	122-390	191	2	5	98-207	168	2	15	73,2-183	133,4
Ca^{++}	22	30	2545-4770	2547	2	5	2645-4289	3166	2	15	100,2-280,6	169,7
Mg^{++}	22	30	426-1678	785	2	5	559-851	669	2	15	85,1-206,7	145,1
$Na^+ + K^+$	22	30	14921-24937	20285	2	5	18041-22324	19988	2	15	21,1-290,8	129,1
Общее содержание железа,	22	30	5-272	24	2	5	6-13	11	2	15	0,1-4	1,56
Тяжелые металлы: Барий	22	30	10-1550	365	2	5	15-675	308	2	15	2-75	16,7
Общая жесткость	22	30	107-360	237	2	5	178-276	214	2	15	17,11-27,21	20,58
Плотность, г/см^3	22	30	1,035-1,057	1,051	2	5	1,044	1,039-1,052	-	-	-	-
Суммарная минерализация, г/дм^3	22	30	48047-79442	64474	2	5	56620-71626	62458	2	15	1,1-3,1	2,2
Тип воды	22	30	ХК	ХК	2	5	ХК	ХК	2	15	ХК	ХК
Содержание мех.примесей	22	30	-	-	2	5	-	-	2	15	4-20,1	10,5
pH	22	30	6,04-7,5	6,81	2	5	6-6,9	6,5	2	15	6,8-7,9	7,5

Таблица 2.3.7.2 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде за 2023 г. (данные с КТ АО «ПККР» (Контрактная территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»).

Содержание ионов и примесей, мг/дм^3	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследован-ных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	Скважин	проб			Скважин	проб			Скважин	проб			Скважин	проб		
	Меловые отложения				Юрские отложения								Водозаборные скважины			
	I объект				II объект				IV объект							
Cl^-	3	4	35105-38115	36559	3	3	37133-42420	38900	1	1	38205	38205	1	1	44975	44975
SO_4^{--}	3	4	4-14	6	3	3	6-10	7	1	1	2	2	1	1	20	20
HCO_3^-	3	4	183-244	221	3	3	198-458	343	1	1	275	275	1	1	366	366
Ca^{++}	3	4	2704-5732	5037	3	3	6052-6912	6530	1	1	6184	6184	1	1	7536	7536
Mg^{++}	3	4	334-1338	964	3	3	1097-1963	1478	1	1	912	912	1	1	1269,6	1269,6
$Na^+ + K^+$	3	4	14231-16351	15001	3	3	12944-17053	15049	1	1	16062	16062	1	1	9384,3	9384,3
Общее содержание железа,	3	4	-	-	3	3	-	-	1	1	-	-	1	1	-	-
Тяжелые металлы: Барий	3	4	634-1097	865	3	3	788-1395	1120	1	1	1513	1513	1	1	996,6	996,6
Общая жесткость	3	4	368-416	384	3	3	394-662	505	1	1	385	385	1	1	482,8	482,8
Плотность, г/см^3	3	4	1,034-1,039	1,037	3	3	1,036-1,043	1,039	1	1	1,041	1,041	1	1	1,038	1,038
Суммарная минерализация, г/дм^3	3	4	56344-61418	58706	3	3	59128-68073	69117	1	1	63804	63804	1	1	83,5	83,5
Тип воды	3	4	ХК	ХК	3	3	ХК	ХК	1	1	ХК	ХК	1	1	ХК	ХК
Содержание мех.примесей	3	4	99-641	375	3	3	47-460	300	1	1	207	207	1	1	186	186
pH	3	4	6,08-6,84	6,49	3	3	6,42-7,15	6,76	1	1	6,94	6,94	1	1	7,08	7,08

Таблица 2.3.7.3 – Физико-химические показатели свойств воды за 2023 год месторождения Кумколь (данные с КТ АО «ПККР» (Контрактная территория АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»)

Скважина Горизонт	Дата отбора	Плот-ность воды, при 20^0С, г/см^3	pH	Компонентный состав, мг/дм^3/ мг-экв/дм^3						Ba	Мех. примеси, мг/дм^3	Минерализация, г/дм^3	Общая жесткость, мг-экв/дм^3	Тип воды по В.А.Сулину
				Na^++K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Меловые отложения														
I объект														
2071 M II	2.5.2023	1,039	6,08	14369 625	6104 305	1338 111	36743 1035	10 0,2	183 3	697	99	58747	416	ХК
2080 M I+II	15.05.2023	1,034	6,84	16353 711	2704 285	334 28	38115 1074	8 1	244 4	1033	617	61418	368	ХК
	3105.2023	1,037	6,5	15052 654	5611 281	1126 94	36274 1022	6 14	244 4	634	141	58314	375	ХК
432 M I+II	9.11.2023	1,036	6,54	14231 619	5732 287	1058 88	35105 989	4 1	214 4	1097	641	56344	375	ХК
Показатели средних значений по меловым отложениям I объекта		**1,037**	**6,49**	**15001**	**2100**	**964**	**36559**	**6**	**221**	**865**	**375**	**58706**	**384**	**ХК**
Диапазон изменения: min/ max		**1,034/1,039**	**6,08/6,84**	**14231/ 16351**	**2704/ 5732**	**334/ 1338**	**35105/ 38115**	**4/14**	**183/ 244**	**634/ 1097**	**99/ 641**	**56344/ 61418**	**368/ 416**	
Юрские отложения														
II объект														
2001* Ю-II	25.06.2023	1,06	6,33	17228 749	13868 693	1853 154	56239 1584	36 1	412 7	788	682	89636	847	ХК
2070 Ю-II	18.08.2023	1,036	6,71	15151 659	6052 303	1097 91	37147 1046	6 1	198 3	1171	392	59631	394	ХК
2074 Ю-II	29.12.2023	1,038	7,15	17053 741	6912 346	1373 114	42420 1195	10 1	305 5	1125	460	68073	460	ХК
4035 Ю-II	1.03.2023	1,043	6,42	12944 164	6625 331	1963 331	37133 1046	6 1	458 8	1395	47	59128	662	ХК
Показатели средних значений по юрским отложениям II объекта		**1,039**	**6,76**	**15049**	**6530**	**1478**	**38900**	**7**	**343**	**1120**	**300**	**69117**	**505**	**ХК**
Диапазон изменения: min/ max		**1,036/ 1,043**	**6,42/ 7,15**	**12944/ 17053**	**6052/ 6912**	**1097/ 1963**	**37133/ 42420**	**6/ 10**	**198/ 458**	**788/ 1395**	**47/ 460**	**59128/ 68073**	**394/ 662**	
IV объект														
329 IV	10.11.2023	1,041	6,94	16062 698	6184 309	912 76	38205 1076	2 1	275 5	1513	207	63804	385	ХК
5031* IV	18.12.2023	1,063	6,85	19183 834	13804 690	2641 220	61475 1732	14 1	381 6	1856	4297	97498	910	ХК
		1,063	6,16	18012 783	12978 649	2318 193	57340 1615	16 1	244 4	1948	8953	90908	842	ХК
Показатели средних значений по юрским отложениям IV объекта		**1,041**	**6,94**	**16062**	**6184**	**912**	**38205**	**2**	**275**	**1513**	**207**	**63804**	**385**	**ХК**
Диапазон изменения: min/ max		**1,041**	**6,94**	**16062**	**6184**	**912**	**38205**	**2**	**275**	**1513**	**207**	**63804**	**385**	

Примечания: (*)-не кондиционные пробы, отбракованы из за существенных отклонений от общепринятых характерных показателей месторождения Кумколь, не участвуют в расчетах средних значений показателей.

Таблица 2.3.7.4 – Физико-химические показатели свойств воды за 2023 год месторождения Кумколь (данные с КТ АО «ТП» (Контрактная территория АО «Тургай-Петролеум»)

Скважина / Объект	Дата отбора	Плот-ность воды, при 20^0С, г/см^3	pH	Компонентный состав, мг/дм^3/ мг-экв/дм^3						Ba мг/дм^3	Fe. мг/дм^3	Минерализация, г/дм^3	Общая жесткость, мг-экв/	Воды по В.А. Сул
				Na^++K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Юрские отложения II объект														
415	13.4.2023	1,043	6,5	18520 / 805	3006 / 150	486 / 41	35210 / 992	8 / 1	122 / 2	160	4	55358	190	ХК
	26.4.2023	1,044	8	17984 / 782	2545 / 127	839 / 70	34440 / 970	-	390 / 6	1550	27	56198	196	ХК
1053	20.01.2023	1,045	6,04	17054 / 741	2645 / 132	705 / 59	32900 / 927	-	207 / 3	890	21	53512	191	ХК
1064	18.09.2023	1,042	7	19514 / 848	3607 / 180	730 / 61	38500 / 1085	-	146 / 2	220	45	62497	240	ХК
1151	26.04.2023	1,044	7,1	19045 / 828	3206 / 160	682 / 57	36890 / 1039	-	207 / 3	600	8	60029	216	ХК
2148	15.3.2023	1,1	7	23100 / 1004	4008 / 200	754 / 63	44800 / 1262	1 / 1	159 / 3	300	12	72827	262	ХК
	4.7.2023	1,054	6,1	21999 / 956	4729 / 236	584 / 49	43890 / 1236	-	146 / 2	-	18	71349	284	
	18.9..2023	1,035	6,5	22003 / 957	4408 / 220	608 / 51	43400 / 1223	1 / 1	146 / 2	13	15	70537	270	
2152	6.2.2023	1,046	6,8	19663 / 855	3367 / 168	547 / 46	37800 / 1065	-	98 / 2	180	6	61474	214	ХК
	30.09.2023	1,043	7,1	15194 / 661	2565 / 128	693 / 58	29820 / 840	1 / 1	268 / 4	850	11	48541	185	ХК
2171	15.10.2023	1,050	6,8	20215 / 879	3447 / 172	608 / 51	38850 / 1094	-	305 / 5	196	15	63425	222	ХК
2247	11.03.2023	1,044	6,5	20224 / 879	3347 / 167	657 / 55	38920 / 1096	420 / 9	146 / 2	3	13	63713	221	ХК
2266	30.01.2023	1,057	6,5	24937 / 1084	4409 / 220	973 / 81	49000 / 1380	1 / 1	122 / 2	188	7	79442	300	ХК
	8.8.2023	1,055	7,5	19058 / 829	3808 / 190	1459 / 122	40250 / 1134	22 / 1	195 / 3	180	5	64792	310	ХК
	28.10.2023	1,057	6,5	21526 / 936	4569 / 228	1678 / 140	46060 / 1297	10 / 1	159 / 3	200	25	74001	366	ХК
2345	9.9.2023	1,042	6,9	19049 / 828	3006 / 150	620 / 52	36400 / 1025	-	146 / 2	-	9	59221	201	ХК
	27.10.2023	1,045	7,2	18888 / 821	3046 / 152	681 / 57	36400 / 1025	-	146 / 2	10	8	59161	208	ХК
2351	12.3.2023	1,1	7	24231 / 1054	4770 / 238	1240 / 103	49280 / 1388	1 / 1	207 / 3	210	3	79729	340	ХК
2356	30.1.2023	1,054	6,7	23280 / 1012	4329 / 216	827 / 69	45850 / 1292	-	171 / 3	204	7	74456	284	ХК
2385	30.1.2023	1,055	6,7	22812 / 992	3918 / 196	900 / 75	44590 / 1256	-	244 / 4	455	5	72474	270	ХК
2393	18.5.2023	1,044	6,3	18851 / 820	3066 / 153	693 / 58	36400 / 1025	-	171 / 3	365	8	59181	210	ХК
	13.6.2023	1,045	6,9	18565 / 807	2906 / 145	584 / 49	35350 / 996	-	183 / 3	240	5	57588	193	ХК
2414	24.12.2023	1,045	7	20986 / 912	3307 / 165	693 / 58	40110 / 1130	5 / 1	183 / 3	310	14	65284	222	ХК

продолжение таблицы 2.3.7.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2462	29.4.2023	1,052	7,5	22412 974	3848 192	766 64	43470 1225	2 1	195 3	235	27	70693	255	ХК
2522	7.12.2023	1,050	7	17846 776	3226 161	645 54	35000 986	-	159 3	19	12	56875	214	ХК
2531	4.9.2023	1,051	6,2	22463 977	3707 185	790 66	43400 1223	1 1	146 2	425	51	70508	250	ХК
2705	30.01.2023	1,052	6,7	22614 983	3768 188	936 78	44100 1242	-	256 4	280	11	71674	266	ХК
2730	4.9.2023	1,048	6,5	20020 870	3247 162	888 74	39060 1100	-	220 4	1350	35	63434	235	ХК
2733	21.09.2023	1,036	7	14921 649	3006 150	426 35	29400 828	26 1	268 4	310	26	48047	185	ХК
2739	27.04.2023	1,046	6,8	21569 938	3607 180	851 71	42000 1183	-	183 3	275	272	68210	250	ХК
Показатели средних значений по юрским отложениям II объекта		**1,051**	**6,81**	**20285**	**2547**	**785**	**38498**	**38**	**191**	**365**	**24**	**64474**	**237**	**ХК**
Диапазон изменения: min/ max		**1,035/1,057**	**6,04/ 7,5**	**14921 24937**	**2545/ 4770**	**426/ 1678**	**29400/ 49280**	**1/420**	**122/ 390**	**10/ 1550**	**5/272**	**48047/ 79442**	**107/ 360**	
Юрские отложения IV объект														
2558	19.09.2023	1,043	6,8	22324 971	4289 214	754 63	44100 1242	1 1	159 3	233	12	71626	276	ХК
	16.12.2023	1,047	6,7	22137 962	2806 140	559 47	40600 1144	510 11	195 3	15	13	66807	186	ХК
	24.12.2023	1,052	6,9	18651 811	2645 132	559 47	35000 986	390 8	98 2	30	12	57343	178	ХК
3085	17.04.2023	1,039	6	18041 784	2986 149	620 52	34790 980	-	183 3	675	6	56620	200	ХК
	18.04.2023	1,041	6,1	18838 819	3106 155	851 71	36890 1039	1 1	207 3	588	11	59893	225	ХК
Показатели средних значений по юрским отложениям IV объекта		**1,044**	**6,5**	**19988**	**3166**	**669**	**39276**	**226**	**168**	**308**	**11**	**62458**	**214**	**ХК**
Диапазон изменения: min/ max		**1,039/1,052**	**6/6,9**	**18041/ 22324**	**2645/ 4289**	**559/851**	**34790/ 44100**	**1/510**	**98/207**	**15/675**	**6/ 13**	**56620/71626**	**178/ 276**	

2.4 Физико-гидродинамическая характеристика

На 01.01.2024 г. изученность параметров, определяющих физико-гидродинамическую характеристику пород, относительно Дополнения к Проекту разработки на 01.01.2021 г. [32], не изменилась.

К настоящему времени определены следующие параметры физико-гидродинамической характеристики: кривые капиллярного давления (ККД) и остаточная водонасыщенность ($S_{во}$), относительные фазовые проницаемости (ОФП) для нефти и вытесняющего флюида (вода и газ), остаточная нефтенасыщенность ($S_{но}$), коэффициент вытеснения ($К_{выт}$) нефти водой и нефти газом; смачиваемость (Юго-Восточный часть). Дополнительно к перечисленным параметрам, в разделе рассмотрена зависимость проницаемости от пористости и сопоставление пористости, замеренной при стандартных условиях и при действии давления.

Месторождение Кумколь

Зависимость проницаемости от пористости

Зависимости проницаемости пород для газа ($К_{пр}$) от пористости ($К_{п}$) для продуктивных отложений мела, юры и палеозоя получены по результатам исследования образцов пород цилиндрической формы стандартных размеров. Сопоставление $К_{пр}$-$К_{п}$ показано на рисунке 2.4.1, установленные в [28] зависимости – в таблице 2.4.1.

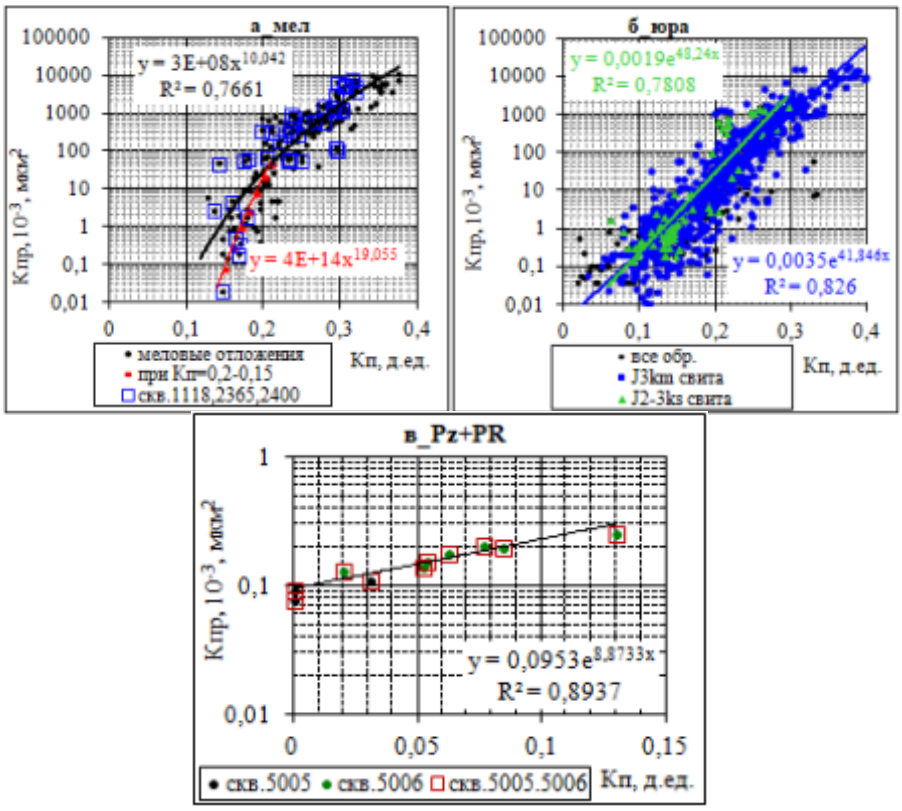


Рисунок 2.4.1 – Зависимость проницаемости от пористости

Таблица 2.4.1 – Зависимости проницаемости пород для газа от пористости

Отложения	Вид зависимости	Коэфф. корреляции	Примечание
неоком	$К_{пр}=3E+08\times К_п^{10,042}$	$R^2=0,766$	$К_п>0,2$ д.ед.
	$К_{пр}=4E+14\times К_п^{19,055}$	-	$К_п=0,15$-$0,2$ д.ед.
юра	$К_{пр}=0,0035\times e^{41,846\times Кп}$	$R^2=0,826$	Кумкольская свита
	$К_{пр}=0,0019\times e^{48,24\times Кп}$	$R^2=0,781$	Карагансайская свита
палеозой	$К_{пр}=0,0953\times e^{8,8733\times Кп}$	$R^2=0,89$	По данным 10 образцов, скв.5005 и 5006

Сопоставление пористости, замеренной при стандартных условиях и при давлении 12 и 13,5 МПа

Снижение пористости, замеренной при давлении пласта ($К_п(Р)$), относительно пористости, замеренной в стандартных (лабораторных) условиях по результатам экспериментов, выполненных по образцам пород из отложений карагансайской свиты (скв.2000, 5018), описывается выражением (рис.2.4.2)

$$К_п(Р)=0,9611\times К_п, \quad (R^2=0,99). \qquad (2.4.1)$$

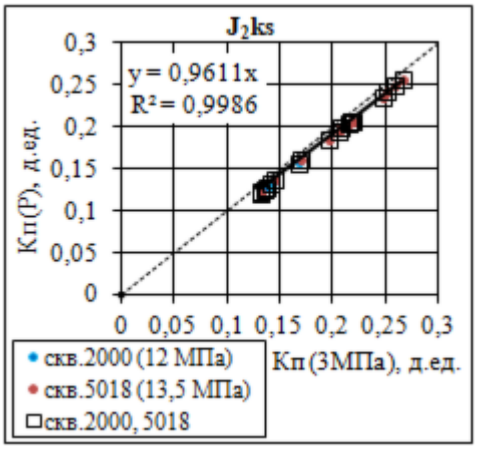


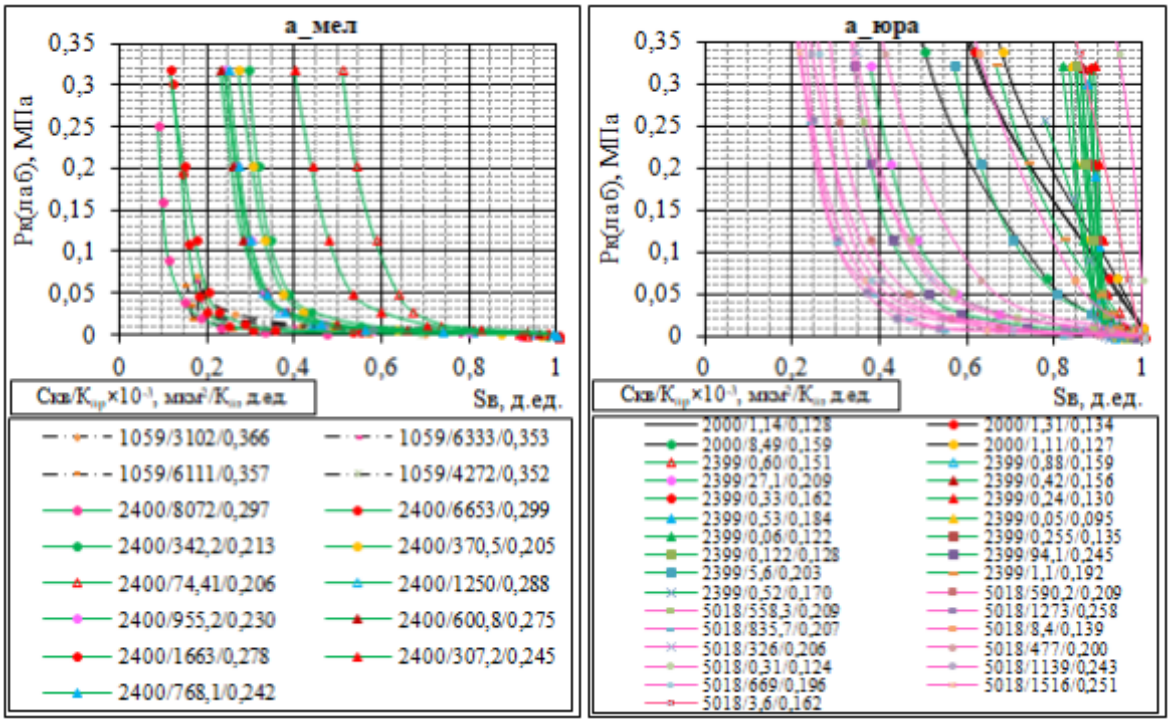
Рисунок 2.4.2 - Сопоставление пористости, замеренной при стандартных условиях и при гидростатическом давлении

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность

ККД получены для отложений неокома, кумкольской и карагансайской свит. Экспериментальные данные пересчитаны по капиллярному давлению ($Р_к$) для условий пласта при принятых значениях поверхностного натяжения (σ) и угла смачивания (Θ) (табл.2.4.2), так как экспериментальные кривые получены для разных систем флюидов и при разных значениях $Р_к$. ККД представлены на рисунке 2.4.3.

Таблица 2.4.2 – Поверхностное натяжение, угол смачивания и плотности флюидов, принятые в расчетах

Параметр	Условия	Поверхностное натяжение (σ), дин/см	Угол смачивания (θ), °	Плотность нефти, кг/м^3	Плотность воды, кг/м^3
Вода-газ	лаборатория	72	0	-	-
Нефть-вода	лаборатория	30	30	660	1051
Нефть-вода	пласт	30	30	660	1051



для меловых отложений: линии черного цвета – скв.1059, зеленого – скв.2400; для юрских отложений: толстые линии – центрифугирование, вода-нефть; линии черного и розового цвета – отложения карагансайской свиты (скв.2000,5018), зеленого – кумкольской свиты (скв.2399)

Рисунок 2.4.3 – Кривые капиллярного давления для продуктивных горизонтов мела (а) и юры (б)

Принято, что для достижения $S_{во}$ достаточная величина $P_к^{лаб}$ (газ-вода) составляет около 0,3 МПа, при этом высота капиллярного подъема воды над уровнем свободной воды составляет 25-30 м.

Единые зависимости $S_{во}=f(K_п)$ и $S_{во}=f(K_{пр})$ для неокомских и юрских отложений, установленные в [32], остаются без изменений и имеют вид (рис.2.4.4)

$$S_{во}=0{,}0141\times K_п^{-2{,}13} \quad (R^2=0{,}69); \qquad (2.4.2)$$

$$S_{во}=0{,}9297\times K_{пр}^{-0{,}20} \quad (R^2=0{,}77). \qquad (2.4.3)$$

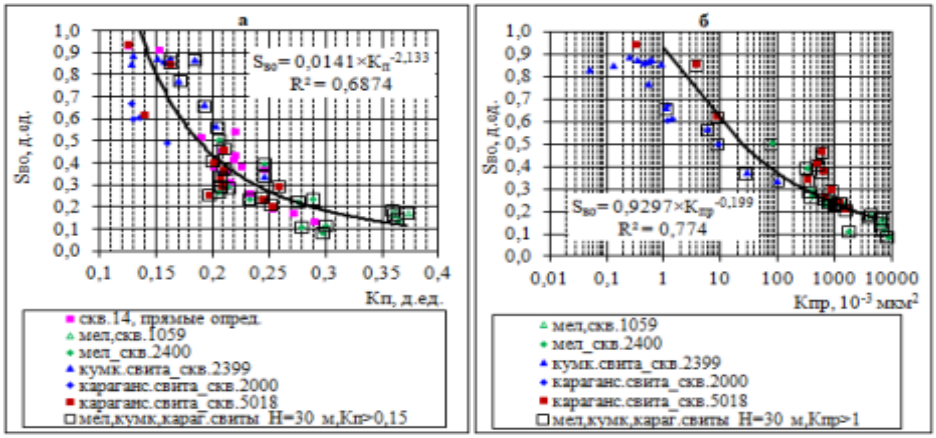


Рисунок 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б)

Относительная фазовая проницаемость, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой

Результаты определения насыщенностей ($S_{во}$, $S_{но}$), фазовой проницаемости в конечных точках ($К_{пр}^{н}(S_{во})$ – проницаемости для нефти при $S_{во}$, $К_{пр}^{в}(S_{но})$ – проницаемости для воды при $S_{но}$, относительной проницаемости для воды (k_w) и коэффициента вытеснения ($К_{выт}$) представлены в таблице 2.4.3.

По результатам экспериментов совместно для продуктивных отложений неокома и юры (рис.2.4.5) определены зависимости $К_{пр}^{н}(S_{во}) – К_{пр}$, $К_{пр}^{в}(S_{но}) – К_{пр}$, kw – $К_{пр}$, $К_{выт} – К_{пр}$ (табл.2.4.4).

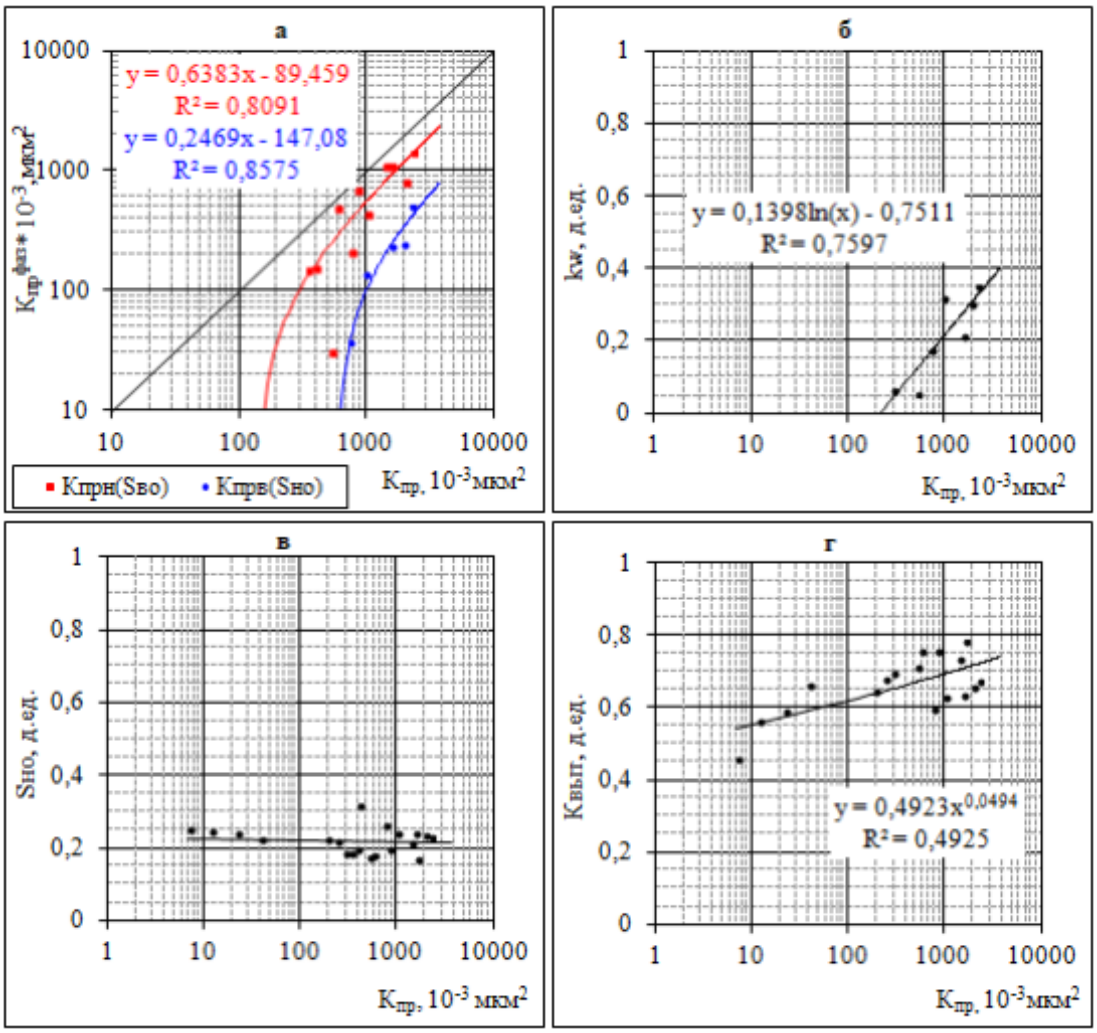


Рисунок 2.4.5 – Сопоставление Кпр и фазовых проницаемостей для нефти и воды (а); Кпр и относительной проницаемости для воды (б); Кпр и остаточной нефтенасыщенности (в); Кпр и коэффициента вытеснения нефти водой (г)

Таблица 2.4.3 - Результаты определения насыщенностей, фазовых проницаемостей в конечных точках и коэффициента вытеснения

Скв.	№ обр./ модели	Глубина отбора образца, м	Горизонт	Кп, д.ед.	$К_{пр}$, 10^{-3} мкм^2	$К_{пр_в}$, 10^{-3} мкм^2	$S_{во}$, д.ед.	$S_{но}$, д.ед.	$К_{пр}^{н}(S_{во})\times 10^{-3}$, мкм^2	$К_{пр}^{в}(S_{но})\times 10^{-3}$, мкм^2	k_w, д.ед.		$К_{выт}$, д.ед.	Прим.
											для воды	для газа		
1067	1-11	1103,9	М-I	0,351	3799	31,2	0,17	0,344	2,16	0,83	0,38	-	0,586	н-в
1067	1-12	1104,1	М-I	0,313	3766	29,25	0,17	0,304	1,82	0,61	0,34	-	0,634	н-в
2400	1 (35/47)	1280-1284	М-II	0,291	2283	1623	0,2920	0,233	1411,7	494,17	0,350	-	0,671	н-в
2400	2(36/48)	1280-1284	М-II	0,310	1015	787	0,3440	0,245	430,91	136,61	0,317	-	0,627	н-в
2400	3(39/37)	1284	М-II	0,290	1574,5	1283	0,337	0,241	1085,22	231,04	0,213	-	0,637	н-в
2400	4(40/46)	1282-1284	М-II	0,253	760	405	0,3478	0,264	210,96	37,18	0,176	-	0,595	н-в
2400	5(41/49)	1284	М-II	0,277	1981	1368	0,3044	0,241	812,14	245,69	0,303	-	0,654	н-в
1035	8	1247	Ю-II	0,276	1692	-	0,215	0,172	-	-	-	-	0,781	н-в
1035	10	1254	Ю-II	0,175	190	-	0,359	0,226	-	-	-	-	0,647	н-в
1035	12	1254	Ю-II	0,242	240	-	0,319	0,22	-	-	-	-	0,678	н-в
1035	14	1254	Ю-II	0,211	23	-	0,409	0,243	-	-	-	-	0,588	н-в
1035	21	1261	Ю-II	0,216	40	-	0,322	0,229	-	-	-	-	0,662	н-в
1035	22	1261	Ю-II	0,179	12	-	0,43	0,25	-	-	-	-	0,56	н-в
1035	23	1261	Ю-II	0,121	7	-	0,529	0,255	-	-	-	-	0,458	н-в
1067	4-11	1283,61	Ю-II	0,282	758	416,5	0,2	0,371	95,41	34,92	0,37	-	0,536	н-в
1067	5-7	1298,35	Ю-III	0,264	420	231	0,23	0,296	52,6	15,3	0,29	-	0,616	н-в
5014	3871	1218	Ю-I	0,275	533	-	0,387	0,176	30,9	-	0,055	-	0,713	н-в
5014	3873	1234,6	Ю-II	0,240	296	-	0,390	0,187	5,31	-	0,068	-	0,694	н-в
5014	3871	1218	Ю-I	0,258	346	-	0,372	0,186	150	-	-	0,36	0,703	н-г
5014	3873	1234,6	Ю-II	0,247	386	-	0,340	0,197	154	-	-	0,61	0,702	н-г
5014	3871	1218	Ю-I	0,275	423	307	0,364	0,318	-	-	-	0,5	0,500	в-г
5014	3871	1234,6	Ю-I	0,275	423	307	0,364	0,285	-	-	-	0,44	0,552	в-г
5018	5ds	1541,71	Ю-IV-1	0,209	590,2	520,3	0,238	0,184	488,8	-	-	-	0,758	н-в
5018	20ds	1547,2	Ю-IV-1	0,258	1405,4	1273,1	0,194	0,214	1115,6	-	-	-	0,734	н-в
5018	23ds	1547,64	Ю-IV-1	0,207	835,7	774,7	0,177	0,202	694,2	-	-	-	0,755	н-в
2395	1415,6-1416,6 (верх)		Ю-I	0,090	3,59	-	0,874	$S_в$-водонасыщенность при $Р_к$=0,1 МПа. Низкие ФЕС образцов и недостигнутая $S_{во}$. Результаты не представительны					0,04	н-в
2395	2	1415,6-1416,6 (низ)	Ю-I	0,090	0,02*	-	0,826						0,02	н-в
2395	3		Ю-I	0,166	0*	-	0,887						0,04	н-в
2395	4		Ю-I	0,101	1,9	-	0,886						0,07	н-в
2395	5		Ю-I	0,180	1,05	-	0,895						0,08	н-в
5014	3325	1271,8	Pz+PR	-	0,118	нет движения флюидов при Р=7 МПа								
5014	3337	1274,95	Pz+PR	-	0,135									

*-перпендикулярно напластованию

Таблица 2.4.4 – Зависимости фазовых проницаемостей, относительной проницаемости для воды и коэффициента вытеснения нефти водой от проницаемости пород для газа

Вид зависимости	Коэфф. корреляции	Примечание
$К_{пр}^{н}(S_{во})=0,6383\times К_{пр}-89,459$	$R^2=0,809$	при $К_{пр}=(350\text{-}2300)\times10^{-3}$ мкм^2
$К_{пр}^{в}(S_{но})=0,2469\times К_{пр}-147,08$	$R^2=0,858$	
$S_{но}$, практически, не зависит от $К_{пр}$.	Среднее значение $S_{но}=0,227$ д.ед.	при $К_{пр}=(10\text{-}2300)\times10^{-3}$ мкм^2
$К_{выт}=0,4923\times К_{пр}^{0,0494}$	$R^2=0,493$	

Для пород с $К_{пр}=(10\text{-}2300)\times10^{-3}$ мкм^2 при вытеснении нефти водой достигнута величина остаточной нефтенасыщенности 0,227 д.ед., установлено соотношение $К_{выт}=f(К_{пр})$;

Вид кривых ОФП для нефти и воды, для нефти и газа, для газа и воды показан на рисунке 2.4.6.

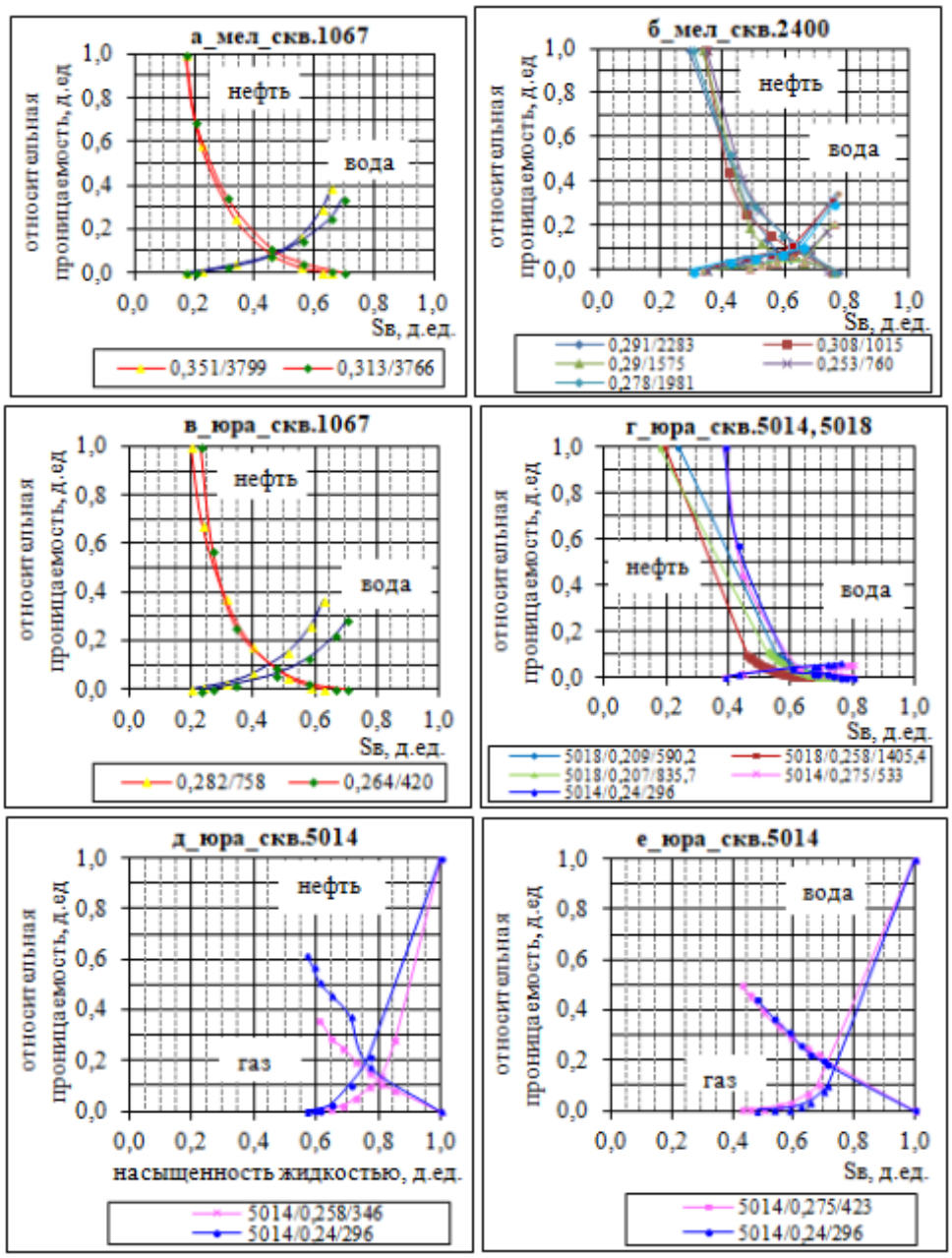


Рисунок 2.4.6 Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (а-г), для нефти и газа (д), для газа и воды (е)

ККД и $S_{во}$ пород Pz+PR отложений не изучались. Эксперименты по определению ОФП для нефти и воды выполнялись на 2 образцах пород их скважины 5014. Для образцов с низкой $К_{пр}$ достичь фильтрации воды через образцы при Р=7 МПа не удалось (табл.2.4.3), поэтому параметры вытеснения нефти водой не определены.

Таким образом, для отложений неокома, кумкольской и карагансайской свит определены кривые капиллярного давления и оценена остаточная водонасыщенность. Получены зависимости $S_{во}=f(К_{п})$ и $S_{во}=f(К_{пр})$ для пород с $К_{п}>0{,}150$ д.ед. и $К_{пр}>1\times10^{-3}$ мкм^2. Определены ОФП для нефти и воды для отложений неокома, кумкольской и карагансайской свит; для газа и нефти, для газа и воды для отложений кумкольской свиты. По экспериментальным данным совместно для продуктивных отложений неокома и юры установлены соотношения $К_{пр}^{н}(S_{во})$-$К_{пр}$ и $К_{пр}^{в}(S_{но})$- $К_{пр}$, k_w-$К_{пр}$ и $К_{выт}$-$f(К_{пр})$.

Юго-Восточная часть месторождения Кумколь

На Юго-Восточной части месторождения Кумколь специальные исследования выполнены по керну из скважин КР-26 и КР-40 в ТОО Везерфорд-КЭР г. Актау. Вид исследований, методы и условия представлены в таблице 2.4.5.

Дополнительно к перечисленным параметрам, в разделе представлена зависимость проницаемости от пористости.

Таблица 2.4.5– Виды и количество специальных исследований керна

Параметр	Скв. КР-26	Скв. КР-40	Всего
Кривые капиллярного давления_метод капилляриметрии, система газ-вода при дренировании, $Р_к^{max}$=1,4 МПа, t=25 ˚С*	12	18	30
Кривые капиллярного давления_ метод центрифугирования, система нефть-вода при дренировании **	8	5	13
Относительная фазовая проницаемость_ метод центрифугирования, вытеснение воды нефтью, t=70 ˚С***	4	5	9
Коэффициент вытеснения нефти водой методом центрифугирования	4	4	8
Смачиваемость методом Амотта	-	5	5

* -скв.КР-26 – $Р_{обж}$=15,3 МПа; скв.КР-40 – $Р_{обж}$=13 МПа

**- скв.КР-26 – $Р_к^{max}$=0,6 МПа; скв.КР-40 – $Р_{обж}$=13 МПа, $Р_к max$=0,5 МПа

***- скв.КР-26 – для нефти, $Р_{обж}$=15,3 МПа; скв.КР-40 – для нефти и воды, $Р_{обж}$=13 МПа.

Сопоставление проницаемости и пористости пород по керну

Для отложений юрских продуктивных горизонтов, вскрытых скважинами КР-26 и КР-40, зависимость $К_{пр}$ от $К_{п}$ имеет вид (рис.2.4.7а):

$$К_{пр}=0{,}0028\times e^{47{,}192\times Кп} \quad (R^2=0{,}888). \qquad (2.4.4)$$

На рисунке 2.4.7б показаны соотношения $К_{пр}$-$К_{п}$ по образцам, использованным при специальном анализе керна, хорошо соответствующие установленной зависимости.

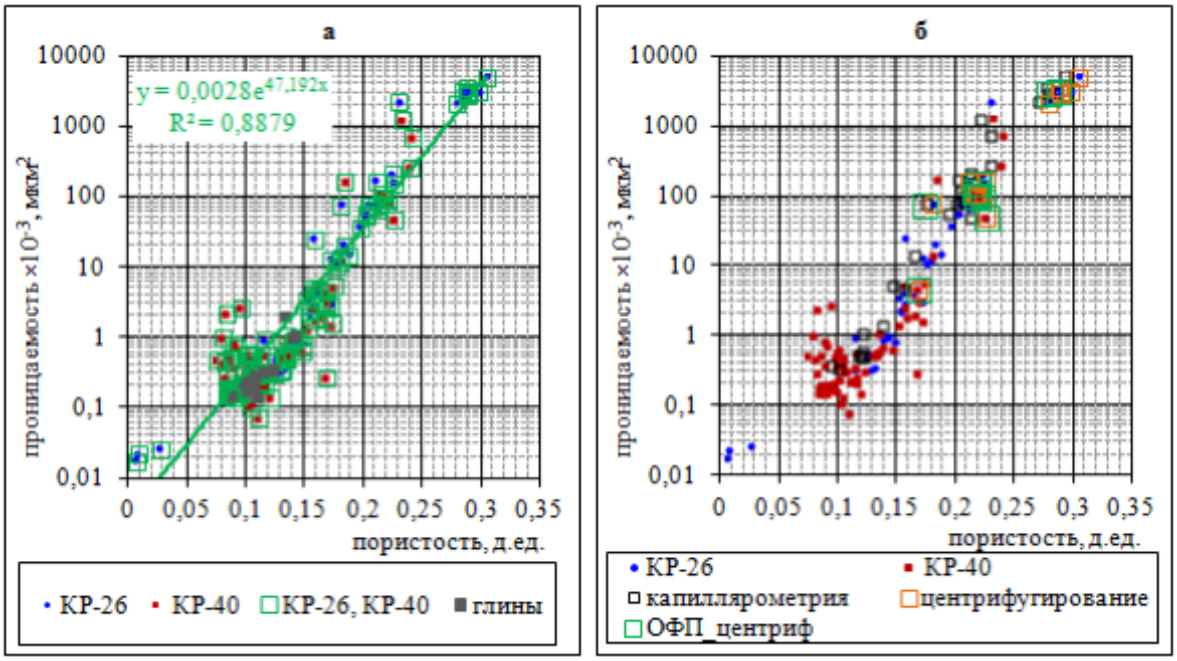


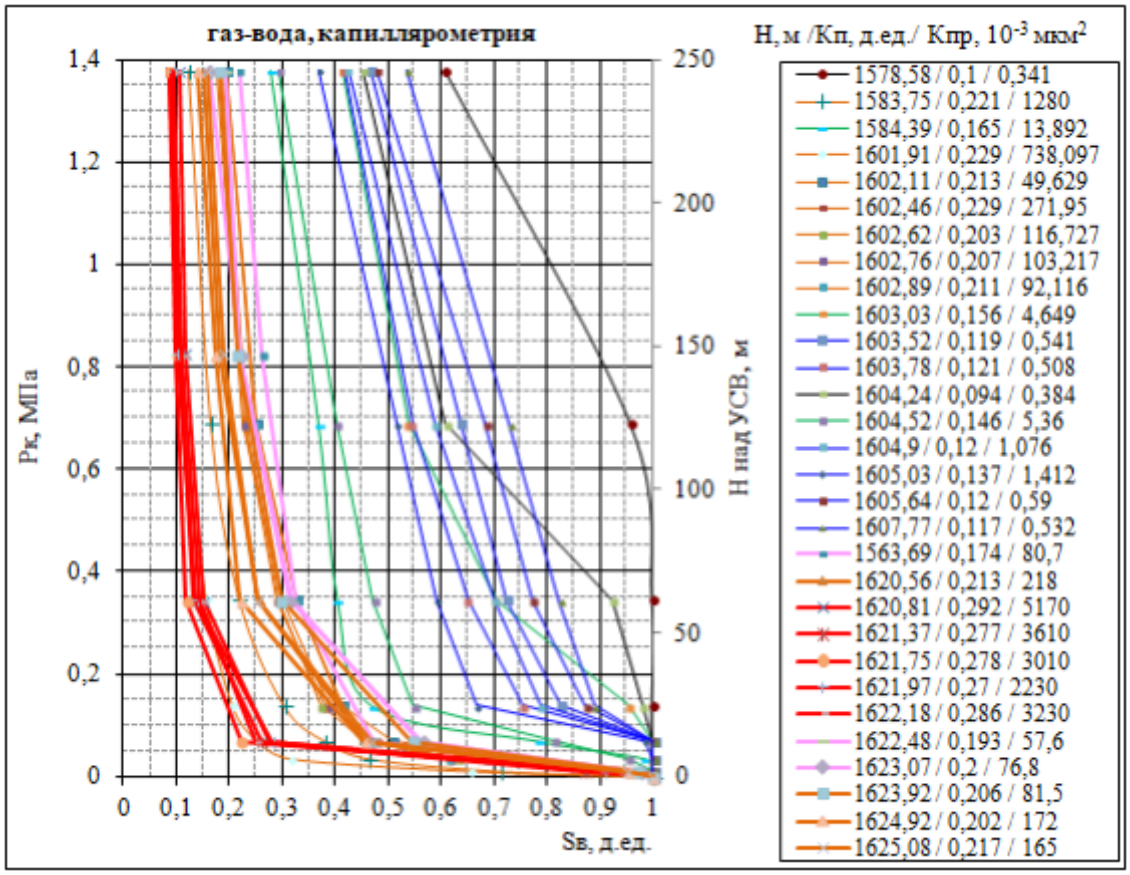
Рисунок 2.4.7 – Зависимость проницаемости от пористости

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность

ККД по керну из скважин КР-26 и КР-40 получены методом капилляромерии (поровой пластины) и методом центрифугирования (табл.2.4.5). Вид ККД дифференцирован по диапазонам $К_{п}$ (рис.2.4.8, 2.4.9). Величина $Р_{к}$ пересчитана в высоту капиллярного подъема воды над уровнем свободной воды при параметрах представленных в таблице 2.4.6.

Таблица 2.4.6 – Поверхностное натяжение, угол смачивания и плотности флюидов, принятые в расчетах

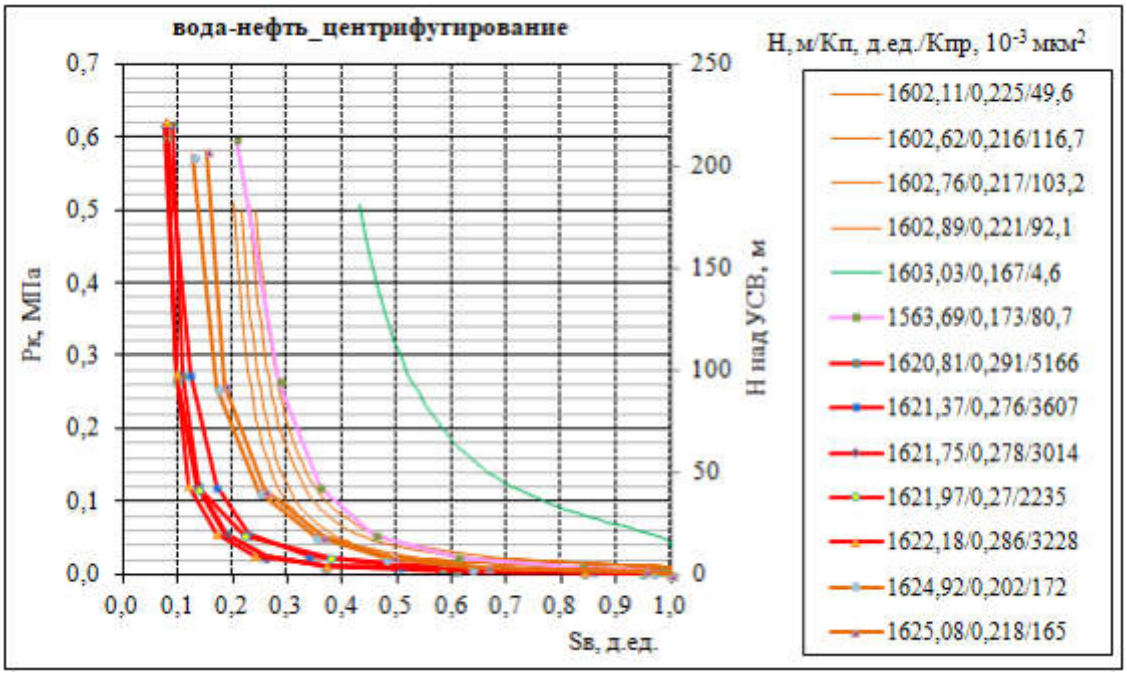
Параметр	Условия	Поверхностное натяжение (σ), дин/см	Угол смачивания (θ), °	Плотность нефти, кг/м^3	Плотность воды, кг/м^3
Вода-газ	лаборатория	72	0	-	-
Нефть-вода	лаборатория	30	30	757	1018
Нефть-вода	пласт	30	30	757	1018



КР-40: тонкие линии КР-26: толстые линии

цвет линий по диапазонам Кп (д.ед.):							
0,09-0,11	черный	0,14-0,17	зеленый	0,2-0,23	оранж.	0,26-0,29	красный
0,11-0,14	синий	0,17-0,20	розов.	0,23-0,26	голуб.	-	-

Рисунок 2.4.8 – Кривые капиллярного давления, полученные методом капилляриметрии



Тип и цвет линий аналогично рисунку 2.4.2

Рисунок2.4.9 – Кривые капиллярного давления, полученные методом центрифугирования

Зависимости Sво – водонасыщенности, достигнутой при максимальном значении Рк, от Кп и Кпр представлены на рисунке 2.4.10.

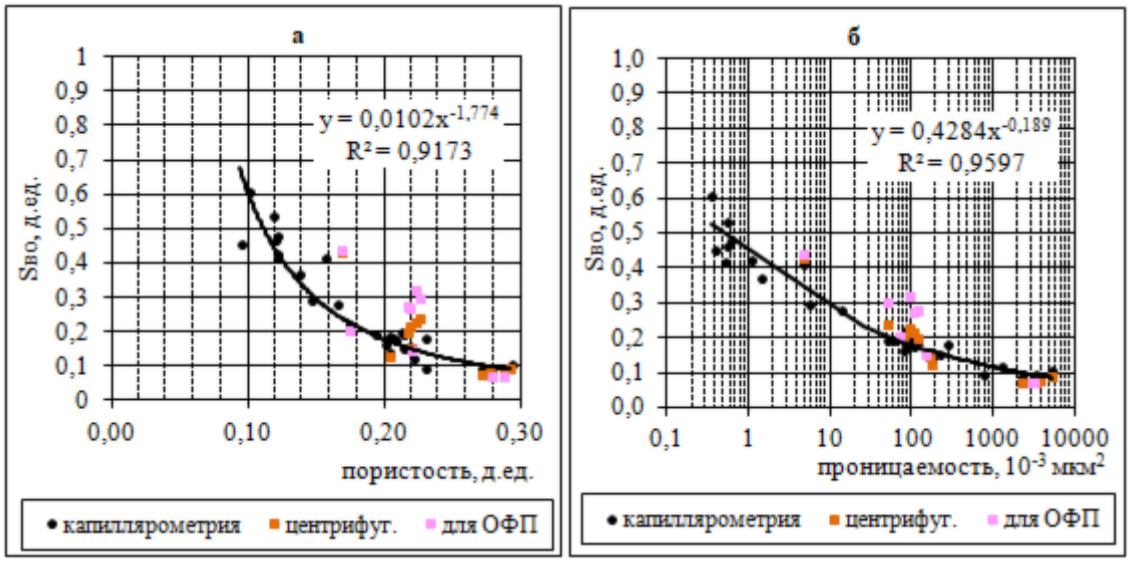


Рисунок 2.4.10 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б)

По результатам исследований методом капилляриметрии, считающегося стандартным, зависимости $S_{во}=f(K_п)$ и $S_{во}=f(K_{пр})$ имеют вид:

$S_{во}=0{,}0102\times K_п^{-1{,}77}$ ($R^2=0{,}92$); (2.4.5)

$S_{во}=0{,}4284\times K_{пр}^{-0{,}19}$ ($R^2=0{,}96$). (2.4.6)

Величина начальной нефтенасыщенности ($S_{н}$нач) может быть рассчитана как (1-$S_{во}$).

Величина $S_{во}$, полученная методом центрифугирования, хорошо соответствует установленным зависимостям $S_{во}$=f($К_{п}$) и $S_{во}$=f($К_{пр}$) при $К_{п}$≥0,20 д.ед. и $К_{пр}$≥50×10^{-3} мкм^2.

Смачиваемость пород

По результатам определения смачиваемости методом Амотта для 5 образцов из скважины КР-40 после проведения процедуры восстановления смачиваемости – выдерживания в нефти при температуре (t) 70˚ С, давлении обжима ($Р_{обж}$) 13 МПа в течение 28 дней, индексы смачиваемости и другие параметры ($S_{но}$, $К_{в}$($S_{но}$), $К_{н}$($S_{во}$)), определенные в данных экспериментах, представлены в таблице 2.4.7.

Таблица 2.4.7 – Результаты определения смачиваемости. Скважина КР-40

Глубина отбора образца, м	$К_{п}$, д.ед.	$К_{пр}$, 10^{-3} мкм^2	$К_{пр}KL$, 10^{-3} мкм^2	$S_{во}$, д.ед.	$К_{в}$ ($S_{но}$), 10^{-3} мкм^2	$S_{но}$, д.ед.	$К_{н}$ ($S_{во}$), 10^{-3} мкм^2	Индекс смачиваемости		Смачиваемость
								USBM	Амотт	
1602,11	0,225	49,66	42,76	0,263	8,2	0,084	28,15	0,216	0,059	нейтральная
1602,62	0,216	116,76	105,11	0,269	31,73	0,118	80,62	0,232	0,143	нейтральная
1602,76	0,218	103,26	92,32	0,278	27,85	0,147	65,17	0,284	0,206	нейтральная
1602,89	0,222	92,12	81,47	0,272	20,55	0,131	55,62	0,266	0,098	нейтральная
1603,03	0,168	4,65	3,56	0,460	0,123	0,138	1,04	0,479	0,006	гидрофильный

По результатам определения смачиваемости методом центрифугирования на образцах после выдерживания в нефти породы характеризуются нейтральной смачиваемостью (4 образца из 5 исследованных), реже породы гидрофильны (1 образец).

Относительная фазовая проницаемость для нефти, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой методом центрифугирования

Относительная фазовая проницаемость определена методом центрифугирования для нефти и воды (скважина КР-40) и для нефти (скважина КР-26). Замеряли $К_{в}$ и $К_{в}$($S_{но}$), $К_{н}$($S_{во}$) в конечных точках. Параметры образцов, условия и результаты экспериментов представлены в таблице 2.4.8.

Таблица 2.4.8 - Результаты определения насыщенностей, фазовых проницаемостей в конечных точках и коэффициента вытеснения нефти водой

Скв.	Глубина отбора образца, м	$К_п$, д.ед.	$К_{пр}$, 10^{-3} мкм^2	$К_{пр}KL$, 10^{-3} мкм^2	$К_в$, 10^{-3} мкм^2	$К_н(S_{во})$ $\times10^{-3}$, мкм^2	$S_{во}$, д.ед.	$S_{но}$, д.ед.	$К_в$ ($S_{но}$), 10^{-3} мкм^2	krw	$К_{выт}$, д.ед.
ОФП для нефти и воды_метод центрифугирования, $Р_{обж}$=13 МПа, t=70˚С, плотность модели пластовой воды 1018, нефть crude, плотность нефти 757 кг/м^3											
КР-40	1602,11	0,225	49,6	42,8	-	28,2	0,305	0,113	8,20	0,291	0,837
КР-40	1602,62	0,216	116,7	105,18	-	80,6	0,283	0,134	31,73	0,394	0,813
КР-40	1602,76	0,217	103,2	92,38	-	65,2	0,276	0,141	27,85	0,427	0,805
КР-40	1602,89	0,221	92,1	81,5	-	55,6	0,324	0,147	20,55	0,369	0,783
КР-40	1603,03	0,167	4,7	3,6	-	1,0	0,443	0,167	0,123	0,118	0,699
ОФП для нефти _метод центрифугирования, $Р_{обж}$=15,3 МПа, t=70˚С плотность модели пластовой воды 1045 кг/м^3, вязкость воды 0,48 сп, нефть crude,											
КР-26	1563,69	0,173	70,7	-	52,6	47,7	0,207	0,284	-	-	0,642
КР-26	1621,75	0,278	2913,9	-	2105,3	1993,3	0,074	0,165	-	-	0,830
КР-26	1622,18	0,286	3122,9	-	2336,0	2115,4	0,078	0,142	-	-	0,846
КР-26	1625,08	0,218	149,7	-	129,7	120,3	0,153	0,193	-	-	0,772

По результатам исследований при $К_{пр}$, изменяющейся в диапазоне (4,7-3123)$\times10^{-3}$ мкм^2, зависимость $К_н(S_{во})=f(К_{пр})$ имеет вид (рис. 2.4.11а)

$$К_н(S_{во})=0,3131\times К_{пр}^{1,1269} \quad (R^2=0,98). \qquad (2.4.7)$$

$К_в$ составляет в среднем 0,77 от $К_{пр}$, $К_в(S_{но})$ составляет (0,03-0,27) от $К_{пр}$ и (0,12-0,43) от $К_н(S_{во})$.

Величина $S_{но}$ изменяется в узком диапазоне (0,113-0,284) и составляет в среднем 0,165 д.ед. (от объема пор) (рис. 2.4.11б).

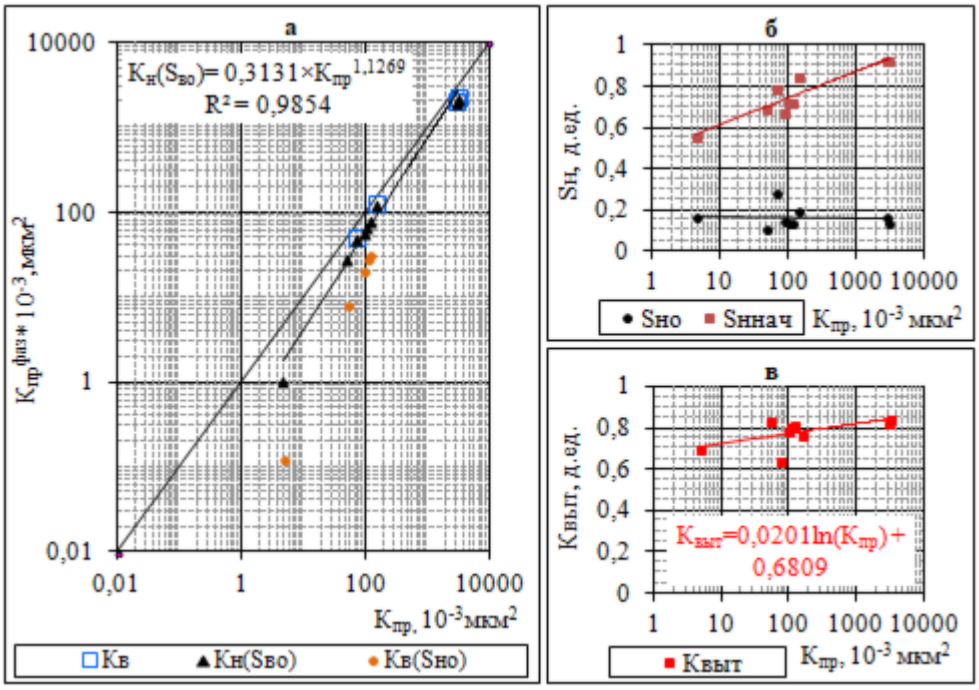


Рисунок 2.4.11 – Сопоставление фазовых проницаемостей (а), остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой (б) с проницаемостью для газа

В указанном диапазоне $К_{пр}$ начальная нефтенасыщенность $(1-S_{во})$ составляет 0,56-0,93, и может быть для образцов с $К_{пр}$ (49,6; 92,1, 103,2 и 116,7)$\times 10^{-3}$ мкм^2 заниженной, поскольку $S_{во}$ завышена, относительно $S_{во}=f(К_{пр})$ (рис.2.4.10).

$К_{выт}$ изменяется от 0,642 до 0,846 (рис. 2.4.11б).

Вид кривых ОФП для нефти и воды (скважина КР-40), для нефти (скв.КР-26) представлен на рисунке 2.4.12.

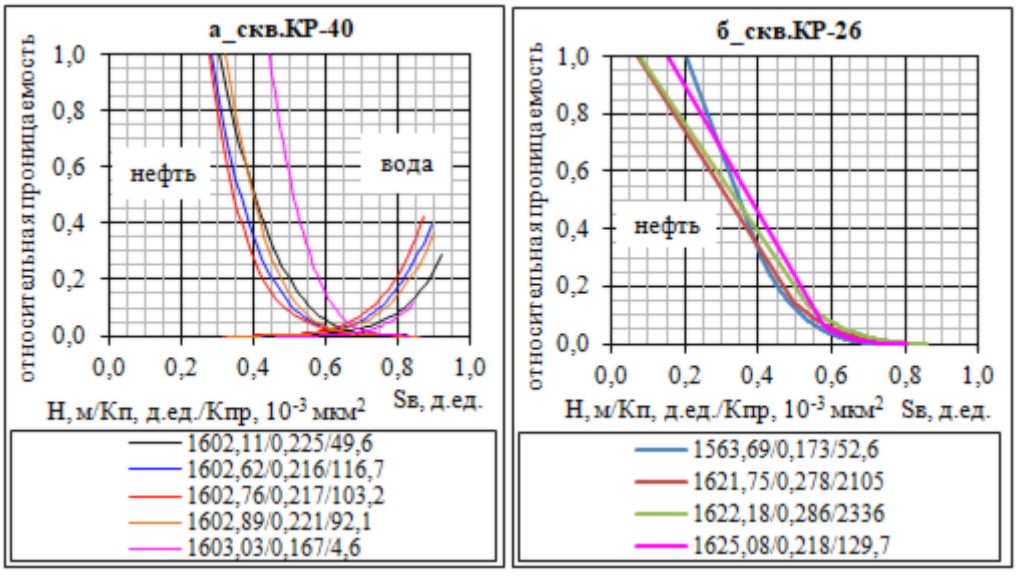


Рисунок 2.4.12 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды

Таким образом, для отложений продуктивных горизонтов, выделенных на Юго-Восточной части месторождения Кумколь, по керну из скважин КР-26 и КР-40 определены следующие параметры физико-гидродинамической характеристики:

получены кривые капиллярного давления, позволяющие оценить изменение водонасыщенности по высоте над уровнем свободной воды, и остаточную водонасыщенность;

получены зависимости $S_{во}=f(К_п)$ и $S_{во}=f(К_{пр})$ для пород с $К_{пр}=(0,31\text{-}5170)\times10^{-3}$ мкм^2;

установлено по образцам с восстановленной смачиваемостью, что породы характеризуются нейтральной смачиваемостью, реже породы гидрофильны;

получены кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды для пород с $К_{пр}=(4,7\text{-}3123)\times10^{-3}$ мкм^2. По экспериментальным данным величина остаточной нефтенасыщенности составляет 0,165 (0,113-0,284), коэффициент вытеснения нефти водой изменяется в диапазоне 0,642-0,846.

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

Впервые запасы нефти и газа месторождения Кумколь были посчитаны в 1987 году. Был составлен отчет по «Подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь Джезказганской области Казахской ССР по состоянию на 15.05.1987 года», утвержденный Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых СССР (Протокол № 102834 от 4 ноября 1987 г.). Объектами подсчета стали продуктивные горизонты меловых (М-I, М-II) и юрских отложений (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV) [1].

По состоянию на 01.01.2001 г. в соответствии с увеличившейся разбуренностью месторождения произведен перевод запасов нефти из категории C_1 в категорию В. В 2002 году эта работа была утверждена ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №133-02-II от 10 апреля 2002 года).

В 2008 году был выполнен «Пересчет запасов нефти, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2008 г., утвержденный в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №777-08-У от 12 декабря 2008 года) [10].

Полученные в результате изучения бурением продуктивного горизонта Ю-I в северо-западной части контрактной территории геолого-промысловые материалы были использованы при составлении «Отчета по переводу запасов нефти и растворенного газа из категории C_2 в категорию C_1 горизонта Ю-I на северном участке месторождения Кумколь в районе скважин 2393, 2395 и 2396 по состоянию изученности на 01.09.2012 г.» [16].

В 2012 году выполнен отчет по «Оперативному подсчету запасов нефти и газа палеозойско-протерозойских отложений по состоянию изученности на 02.01.2012 г.». Протоколом ГКЗ РК № 1151-12-П от 25 января 2012 года запасы углеводородов были приняты и поставлены на Государственный Баланс РК [17].

В 2017 году на результатах бурения 13 скважин (скв. 100, 136, 140, 243, 244, 280, 329, 331, 336, 400, 2070, 3033, 3034) был выполнен отчет по «Приросту запасов свободного газа в отложениях верхнего неокома месторождения Кумколь Карагандинской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2017 г.)» и утвержден в ГКЗ РК протоколом №1877-17-У от 5 декабря 2017 г. [26].

В 2017 г. ТОО НПЦ «Туран Гео» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь» по состоянию изученности на 02.01.2016 года и утверждена протоколом № 1795-17-П от 06 марта 2017 года.

Последний пересчет запасов выполнен АО «НИПИнефтегаз» в 2019 году. Отчет по «Пересчету запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь по состоянию изученности на 02.01.2018 г.» был утвержден ГКЗ РК (Протокол №2069-19-9 от 16.07.19 г.) [28].

По месторождению Кумколь геологические/извлекаемые запасы углеводородов составили:

нефть

по категории А – 163948/92007 тыс. т.;

по категории C_1 – 2519/410 тыс. т.;

по категории C_2 – 31/17 тыс. т.

растворенный газ

по категории А – 15719/8650 млн. $м^3$;

по категории C_1 – 375/57 млн. $м^3$;

по категории C_2 – 4/2 млн. $м^3$.

газ газовых шапок

по категории C_1 – 2092/2092 млн. $м^3$;

свободный газ

по категории C_1 – 104,1/93,7 тыс. т.

конденсат

по категории C_1 – 41,0/33,0 тыс. т.

В 2020 году был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь» по состоянию изученности на 02.01.2020 года [31]. При рассмотрении отчета [31] в ГКЗ РК запасы выявленной залежи нефти Юго-Восточной части горизонта Ю-IV месторождения Кумколь рекомендовано отнести к переклинальной части Центрального купола месторождения Кумколь, т.к. продолжение подтверждается на основе данных проведенных анализов имеющихся геолого-геофизических и лабораторных материалов.

Утвержденные в ГКЗ РК геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по Юго-Восточной части приняты на баланс в следующих количествах и по категориям (Протокол № 2219-20-У от 07 октября 2020 года):

В пределах горного отвода (Контракт №49 от 10.12.1996):

нефть:

по категории C_1-127 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые -49 тыс. т;

растворенный газ:

по категории C_1-28 млн. м^3 геологические, в том числе извлекаемые -10 млн. м^3;

В пределах геологического отвода (Контракт № 214 от 24.08.1998):

нефть:

по категории C_1-649 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые -240 тыс. т;

растворенный газ:

по категории C_1-143 млн. м^3 геологические, в том числе извлекаемые -53 млн. м^3;

Всего по месторождению (по Юго-Восточной части):

нефть:

по категории C_1-776 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые -289 тыс. т;,

растворенный газ:

по категории C_1-171 млн. м^3 геологические, в том числе извлекаемые -63 млн. м^3.

После утверждения отчета [31] АО «ПККР» расширило площадь горного отвода месторождения Кумколь.

В таблицах 2.5.1- 2.5.4 приведены утвержденные ГКЗ РК начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, газа газовых шапок, свободного газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Кумколь, числящиеся на Государственном Балансе Республики Казахстан на дату выполнения настоящего отчета.

На дату выполнения отчета запасы по месторождению Кумколь геологические/извлекаемые запасы углеводородов составляют:

нефть

по категории А – 163948/92007 тыс. т.;

по категории C_1 – 3295/699 тыс. т.;

по категории C_2 – 31/17 тыс. т.

растворенный газ

по категории А – 15719/8650 млн. м^3;

по категории C_1 – 546/120 млн. м^3;

по категории C_2 – 4/2 млн. м^3.

газ газовых шапок

по категории C_1 – 2092/2092 млн. м^3;

свободный газ

по категории C_1 – 104,1/93,7 тыс. т.

конденсат

по категории C_1 – 41,0/33,0 тыс. т.

Таблица 2.5.1 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов нефти и растворённого в нефти газа

Горизонт	Недропользователь, АО	Зона по характеру насыщению	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м	Сред-не-взвеш. эф. н/н толщ., м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м^3	Пористость, д.ед.	Нефте- насыщен-ность, д.ед.	Плотность нефти, г/см^3	Пересчетный коэф., г/см^3	Коэфф. извлечения, д.ед.	Начальные запасы нефти, тыс.т.		Газосодержание, м^3/т	Начальные запасы раств.газа, млн.м^3	
												геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
М-I	по мест.	**Н**	**А**	**14621**	**10,0**	**146537**						**24559**	**14950**		**257**	**157**
		НВ	**А**	**33091**	**4,5**	**147697**						**22623**	**12601**		**237**	**132**
		Всего	**А**	**47712**	**6,2**	**294234**						**47182**	**27551**		**494**	**289**
	«ТП»	**Н**	**А**	5237	10,6	55512	0,27	0,67	0,824	0,961	0,602	7952	4787	10,5	83	50
		НВ	**А**	26101	4,4	114844	0,29	0,64	0,824	0,961	0,549	16879	9267	10,5	177	97
		Всего	**А**	31338	5,4	170356						24831	14054		260	147
	«ПККР»	**Н**	**А**	9384	9,7	91025	0,32	0,72	0,824	0,961	0,612	16607	10163	10,5	174	107
		НВ	**А**	6990	4,7	32853	0,32	0,69	0,824	0,961	0,580	5744	3334	10,5	60	35
		Всего	**А**	16374	7,6	123878						22351	13497		234	142
М-II	**по мест.**	**Всего**	**А**	**9198**	**6,9**	**63404**						**9728**	**5608**		**149**	**86**
	«ТП»	**НВ**	**А**	4209	5,7	23991	0,28	0,61	0,832	0,951	0,559	3242	1812	15,3	50	28
	«ПККР»	**НВ**	**А**	4989	7,9	39413	0,32	0,65	0,832	0,951	0,585	6486	3796	15,3	99	58
Ю-I	**по мест.**	**Н**	**А**	**71884**	**5,8**	**415689**						**39800**	**22471**		**5341**	**3015**
		НВ	**А**	**18125**	**2,1**	**37445**						**2868**	**1466**		**385**	**197**
		ГН	**А**	**5160**	**4,2**	**21646**						**2257**	**1333**		**303**	**179**
		Н	**C_1**	**1464**	**1,8**	**2635**						**247**	**134**		**33**	**18**
		Н	**C_2**	**331**	**1,0**	**331**						**31**	**17**		**4**	**2**
		Всего	**А**	**95169**	**5,0**	**474780**						**44925**	**25270**		**6029**	**3391**
			C_1	**1464**	**1,8**	**2635**						**247**	**134**		**33**	**18**
			C_2	**331**	**1,0**	**331**						**31**	**17**		**4**	**2**
	«ТП»	**Н**	**А**	41671	4,9	204188	0,24	0,64	0,825	0,740	0,543	19147	10405	134,2	2570	1396
		Н (запад)	**А**	5662	4,4	24913	0,24	0,64	0,825	0,740	0,543	2336	1268	134,2	313	170
		НВ	**А**	13113	1,9	24915	0,23	0,56	0,825	0,740	0,487	1959	954	134,2	263	128
		ГН	**А**	1830	4,2	7686	0,24	0,68	0,825	0,740	0,563	766	431	134,2	103	58
		Н	**C_1**	1464	1,8	2635	0,24	0,64	0,825	0,740	0,543	247	134	134,2	33	18
		Н	**C_2**	331	1,0	331	0,24	0,64	0,825	0,740	0,543	31	17	134,2	4	2
		Всего	**А**	62276	4,2	261702						24208	13058		3249	1752
			C_1	1464	1,8	2635						247	134		33	18
			C_2	331	1,0	331						31	17		4	2
Ю-I	**«ПККР»**	**Н**	**А**	24551	7,6	186588	0,24	0,67	0,825	0,740	0,590	18317	10798	134,2	2458	1449
		НВ	**А**	5012	2.5	12530	0,22	0,54	0,825	0,740	0,563	909	512	134,2	122	69
		ГН	**А**	3174	4.3	13648	0,25	0,70	0,825	0,740	0,605	1458	882	134,2	196	118
		ГН (скв.3024)	**А**	156	2.0	312	0,25	0,70	0,825	0,740	0,605	33	20	134,2	4	3
		Всего	**А**	32893	6.5	213078						20717	12212		2780	1639
Ю-II	**по мест.**	**Н**	**А**	**46228**	**5.9**	**272367**						**27528**	**15650**		**4190**	**2382**
		НВ	**А**	**10448**	**3.0**	**31177**						**2885**	**1443**		**439**	**219**
		ГН	**А**	**1292**	**2.9**	**3786**						**473**	**277**		**72**	**42**
		НВ	**C_1**	**470**	**1.1**	**517**						**49**	**27**		**7**	**4**
		Всего	**А**	**57968**	**5.3**	**307330**						**30886**	**17370**		**4701**	**2643**
			C_1	**470**	**1.1**	**517**						**49**	**27**		**7**	**4**
	«ТП»	**Н**	**А**	22736	6.4	145510	0,25	0,67	0,822	0,724	0,545	14505	7899	152,2	2208	1202
		НВ	**А**	7408	3.1	22965	0,25	0,62	0,822	0,724	0,486	2118	1029	152,2	322	157
		НВ (запад)	**А**	801	2.1	1682	0,25	0,62	0,822	0,724	0,486	155	75	152,2	24	11
		ГН	**А**	493	4.6	2268	0,27	0,82	0,822	0,724	0,575	299	172	152,2	46	26
		Всего	**А**	31438	5.5	172425						17077	9175		2600	1396

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	«ПККР»	**Н**	**А**	23492	5.4	126857	0,25	0,69	0,822	0,724	0,595	13023	7751	152,2	1982	1180
		НВ (запад)	**А**	228	1.3	296	0,25	0,63	0,822	0,724	0,554	28	16	152,2	4	2
		НВ(восток)	**А**	2011	3.1	6234	0,25	0,63	0,822	0,724	0,554	584	323	152,2	89	49
		ГН	**А**	799	1.9	1518	0,25	0,77	0,822	0,724	0,603	174	105	152,2	26	16
		НВ (скв.2001)	**C_1**	470	1.1	517	0,26	0,63	0,797	0,724	0,554	49	27	152,2	7	4
		Всего	**А**	26530	5.1	134905						13809	8195		2101	1247
			C_1	470	1.1	517						49	27		7	4
Ю-III	**по мест.**	**Н**	**А**	**31292**	**7.7**	**240192**						**24074**	**12731**		**3257**	**1723**
		НВ	**А**	**9091**	**5.4**	**48688**						**4749**	**2436**		**643**	**330**
		ГН	**А**	**694**	**5.5**	**3846**						**432**	**240**		**58**	**32**
		Всего	**А**	**41077**	**7.1**	**292726**						**29255**	**15407**		**3958**	**2085**
	«ТП»	**Н**	**А**	11193	11.6	129839	0,24	0,69	0,826	0,751	0,554	13338	7390	135,3	1805	1000
		Н (север)	**А**	739	13.1	9681	0,24	0,69	0,826	0,751	0,554	994	551	135,3	134	75
		НВ	**А**	4656	6.3	29333	0,25	0,63	0,826	0,751	0,522	2866	1497	135,3	388	203
		НВ(скв.2487)	**А**	195	4.2	819	0,25	0,63	0,826	0,751	0,522	80	42	135,3	11	6
		НВ (север)	**А**	2262	6.0	13572	0,25	0,63	0,826	0,751	0,522	1326	693	135,3	179	94
		ГН	**А**	464	6.9	3202	0,25	0,69	0,826	0,751	0,569	343	195	135,3	46	26
		Всего	**А**	19509	9.6	186446						18947	10368		2563	1404
Ю-III	**«ПККР»**	**Н**	**А**	19360	5,2	100672	0,24	0,65	0,826	0,751	0,492	9742	4790	135,3	1318	648
		НВ	**А**	1829	2,6	4755	0,25	0,62	0,826	0,751	0,428	457	195	135,3	62	26
		НВ (запад)	**А**	149	1,4	209	0,25	0,62	0,826	0,751	0,428	20	9	135,3	3	1
		ГН	**А**	230	2,8	644	0,28	0,80	0,826	0,751	0,506	89	45	135,3	12	6
		Всего	**А**	21568	4,9	106280						10308	5039		1395	681
Ю-IV	**по мест.**	**НВ**	**А**	**5052**	**2,3**	**11439**						**860**	**344**		**170**	**67**
		ГНВ	**А**	**4704**	**3,1**	**14599**						**1112**	**457**		**218**	**89**
		Всего	**А**	**9756**	**2,7**	**26038**						**1972**	**801**		**388**	**156**
	«ТП»	**НВ (север)**	**А**	1266	2,0	2532	0,23	0,52	0,814	0,672	0,400	166	66	195,8	33	13
		НВ (запад)	**А**	520	1,6	832	0,23	0,52	0,814	0,672	0,400	54	22	195,8	11	4
		НВ(восток)	**А**	42	0,3	13	0,23	0,52	0,814	0,672	0,400	1	0	195,8	0	0
		ГНВ (запад)	**А**	1125	4,0	4500	0,24	0,56	0,814	0,672	0,410	331	136	195,8	65	27
		ГНВ(восток)	**А**	139	1,6	222	0,24	0,56	0,814	0,672	0,410	16	7	195,8	3	1
		Всего	**А**	3092	2,6	8099						568	231		112	45
	«ПККР»	**НВ (скв.51)**	**А**	280	4,1	1148	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	91	36	195,8	18	7
		НВ (запад)	**А**	1472	3,3	4858	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	385	154	195,8	75	30
		НВ (восток)	**А**	1259	0,9	1133	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	90	36	195,8	18	7
Ю-IV	**«ПККР»**	**НВ (скв.3013)**	**А**	190	3,9	741	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	59	24	195,8	12	5
		НВ (скв.2075)	**А**	23	7,9	182	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	14	6	195,8	3	1
		ГНВ (запад)	**А**	2370	3,4	8058	0,24	0,59	0,814	0,672	0,410	624	256	195,8	122	50
		ГНВ (восток)	**А**	1070	1,7	1819	0,24	0,59	0,814	0,672	0,410	141	58	195,8	28	11
		Всего	**А**	6664	2,7	17939						1404	570		276	111
Ю-IV-1-0	**по мест.**	**Н**	**C_1**	**266**	**4,0**	**1072**						**91**	**37**		**18**	**7**
		НВ	**C_1**	**440**	**1,1**	**495**						**30**	**12**		**6**	**3**
		Всего	**C_1**	**706**	**2,2**	**1567**						**121**	**49**		**24**	**10**
	«ТП»	**Н (скв.4104)**	**C_1**	232	4,4	1021	0,25	0,62	0,814	0,672	0,400	87	35	195,8	17	7
		Н (скв.4103)	**C_1**	34	1,5	51	0,25	0,62	0,814	0,672	0,400	4	2	195,8	1	0
		НВ (скв.4103)	**C_1**	245	1,5	368	0,24	0,43	0,814	0,672	0,400	21	8	195,8	4	2
		Всего	**C_1**	511	2,8	1440						112	45		22	9

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-IV-1-0	**«ПККР»**	**НВ (скв.5017)**	**C_1**	195	0,7	127	0,25	0,57	0,775	0,672	0,400	9	4	195,8	2	1
Ю-IV -1-1	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	1081	2,4	2603						168	67		24	9
	«ПККР»	**НВ(скв.2001)**	**C_1**	374	1,0	374	0,30	0,78	0,812	0,679	0,400	48	19	168,5	8	3
		НВ(скв.2000)	**C_1**	707	3,2	2229	0,21	0,44	0,809	0,720	0,400	120	48	133,4	16	6
		Всего	**C_1**	1081	2,4	2603						168	67		24	9
Ю-IV-1-1 (ЮВ)	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	**1491**		**2690**						**161**	**49**		**34**	**11**
	«ПККР»	**ВНЗ (КР-27,40)**	C_1	315	1,6	504	0,18	0,47	0,793	0,636	0,280	22	6	215,73	5	1
		ВНЗ (КР-27,40)	C_1	407	1,6	651	0,18	0,47	0,793	0,636	0,280	28	8	215,73	6	2
		ЧНЗ (КР-25,26)	C_1	292	3,2	928	0,19	0,68	0,877	0,636	0,322	67	21	215,73	14	5
		ВНЗ (КР-25,26)	C_1	477	1,3	607	0,19	0,68	0,877	0,636	0,308	44	14	215,73	9	3
Ю-IV-1-2+3 (ЮВ)	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	**1559**		**4125**						**310**	**126**		**67**	**27**
	«ПККР»	**ВНЗ (КР-27,40)**	C_1	396	2	777	0,23	0,63	0,81	0,636	0,400	58	23	215,73	13	5
		ВНЗ (КР-27,40)	C_1	422	2,3	988	0,23	0,63	0,81	0,636	0,400	74	30	215,73	16	6
		ВНЗ (КР-25,26)	C_1	741	3,2	2360	0,22	0,67	0,806	0,636	0,412	178	73	215,73	38	16
Ю-IV-1-4 (ЮВ)	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	**1444**		**4034**						**258**	**100**		**60**	**22**
	«ПККР»	**ЧНЗ (КР-27,40)**	C_1	185	1,5	283	0,18	0,57	0,821	0,673	0,436	16	7	184,19	3	1
		ЧНЗ (КР-27,40)	C_1	369	1	369	0,18	0,57	0,821	0,673	0,436	21	9	215,89	5	2
		ВНЗ (КР-27,40)	C_1	142	1,4	200	0,22	0,63	0,821	0,673	0,429	15	6	184,19	3	1
		ВНЗ (КР-27,40)	C_1	58	1	58	0,22	0,63	0,821	0,673	0,429	4	2	215,89	1	0
		ЧНЗ (КР-25,26)	C_1	270	6	1610	0,17	0,65	0,811	0,614	0,381	89	34	237,05	21	8
		ВНЗ (КР-25,26)	C_1	420	3,6	1514	0,22	0,68	0,811	0,614	0,371	113	42	237,05	27	10
Ю-IV-1-5 (ЮВ)	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	**293**		**510**						**47**	**14**		**10**	**3**
	«ПККР»	**ВНЗ (КР-25,26)**	C_1	293	1,7	510	0,21	0,81	0,862	0,633	0,299	47	14	218,42	10	3
Ю-V-1-1	**по мест.**	**Всего**	C_1	**304**	**1,3**	**401**						**24**	**9**		**4**	**2**
	«ПККР»	**НВ(скв.2000)**	C_1	126	1,0	126	0,30	0,51	0,804	0,680	0,400	11	4	179,8	2	1
		НВ(скв.5020)	C_1	178	1,5	275	0,16	0,54	0,809	0,680	0,400	13	5	179,8	2	1
		Всего	C_1	304	1,3	401						24	9		4	2
Ю-V-1-2	**по мест.**	**Всего**	C_1	**470**	**2,0**	**940**						**61**	**24**		**5**	**2**
	«ПККР»	**Н(скв.5017)**	C_1	470	2,0	940	0,20	0,50	0,807	0,808	0,400	61	24	81,0	5	2
Ю-V-1-3	**по мест.**	**Всего**	C_1	**436**	**2,7**	**1170**						**114**	**46**		**9**	**4**
	«ПККР»	**НВ(скв.2000)**	C_1	436	2,7	1170	0,25	0,61	0,797	0,804	0,400	114	46	82,9	9	4
PZ_1-PR	**по мест.**	**Всего**	C_1	**7064**	**5,2**	**36801**						**1735**	**54**		**269**	**8**
	«ТП»	**НВ(запад)**	C_1	587	4,2	2465	0,12	0,66	0,843	0,713	0,031	117	4	154,6	18	1
		НВ(сев-вост)	C_1	239	2,3	550	0,13	0,60	0,843	0,713	0,031	26	1	154,6	4	0
		Всего	C_1	826	3,7	3015						143	5		22	1
	«ПККР»	**НВ(з+ц+в)**	C_1	5360	5,8	31088	0,12	0,66	0,843	0,713	0,031	1480	46	154,6	229	7
		НВ(сев-вост)	C_1	515	2,7	1391	0,13	0,60	0,843	0,713	0,031	65	2	154,6	10	0
		НВ(юг)	C_1	363	3,6	1307	0,10	0,66	0,802	0,686	0,031	47	1	174,9	8	0
		Всего	C_1	6238	5,4	33786						1592	49		247	7
Всего	**по мест.**		**A**									**163948**	**92007**		**15719**	**8650**
			C_1									**3295**	**699**		**546**	**120**
			C_2									**31**	**17**		**4**	**2**
	«ТП»		**A**									88873	48698		8834	4772
			C_1									502	184		77	28
			C_2									31	17		4	2
	«ПККР»		**A**									75075	43309		6885	3878
			C_1									2793	515		469	92

Таблица 2.5.2 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов газа газовых шапок, свободного газа и конденсата

Гори-гонт	Недро-пользо-ватель, АО	Зона по харак. насыщения	Категория запасов	Площадь газо-носности, тыс.м^2	Средневзвеш. газо-насыщ. толщ., м	Газонасыщ. объем, тыс.м^3	Коэф-фициент пористости, д.ед.	Коэф. газона-сыщен-ности, д.ед.	Нач. пласт. давле-ние, МПа	Кон. пласт. давле-ние, МПа	Поправка на отклон. от закона Бойля-Мариотта		Температурная поправка, д.ед.	Коэффициент перевода, д.ед.	Начальные запасы газа, млн.м^3	КИГ, млн.м^3	Начальные извлек. запасы газа, млн.м^3	Потенц. содерж. стабильн. конденсата, г/м^3	КИК, д.ед.	Начальные запасы конденсата, тыс.т	
											нач.	кон.								геол.	извл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Свободный газ (СГ)																					
N-5	**по мест.**	**ГВ**	**C_1**	**791**	**4,6**	**3602**									**81,6**		**73,5**	-	-	-	-
	«ПККР»	**ГВ**	**C_1**	686	4,8	3270	0,30	0,75	8,6	0,1	1,285	1,0	0,948	9,7	74,1	0,900	66,7	-	-	-	-
	«ТП»	**ГВ**	**C_1**	105	3,2	332	0,30	0,75	8,6	0,1	1,285	1,0	0,948	9,7	7,5	0,900	6,8	-	-	-	-
N-6	**по мест.**	**ГВ**		**366**	**2,7**	**993**									**22,5**		**20,2**	-	-	-	-
	«ПККР»	**ГВ**	**C_1**	366	2,7	993	0,30	0,75	8,6	0,1	1,285	1,0	0,948	9,7	22,5	0,900	20,2	-	-	-	-
Всего СГ	**по мест.**	**ГВ**	**C_1**												**104,1**		**93,7**	-	-	-	-
Газ газовых шапок (ГШ)																					
Ю-I	**по мест.**	**Г**	**C_1**	**4513**	**8,4**	**38097**									**913**		**913**			**19,2**	**15,4**
		ГН	**C_1**	**5160**	**4,2**	**21480**									**503**		**503**			**10,6**	**8,5**
		Всего	**C_1**	**9673**	**6,2**	**59577**									**1416**		**1416**			**29,8**	**23,9**
	«ТП»	**Г**	**C_1**	1613	8,9	14356	0,24	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	327	1,000	327	21	0,80	6,9	5,5
		Г (скв. 2090)	**C_1**	48	7,4	355	0,24	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	8	1,000	8	21	0,80	0,2	0,2
		ГН	**C_1**	1830	4,3	7869	0,24	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	180	1,000	180	21	0,80	3,8	3,0
		Всего	**C_1**	3491	6,5	22580									515		515			10,9	8,7
	«ПККР»	**Г**	**C_1**	2852	8,2	23386	0,26	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	578	1,000	578	21	0,80	12,1	9,7
		ГН	**C_1**	3174	3,9	12379	0,25	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	294	1,000	294	21	0,80	6,2	5,0
		ГН (скв. 3024)	**C_1**	156	7,9	1232	0,25	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	29	1,000	29	21	0,80	0,6	0,5
		Всего	**C_1**	6182	6,0	36997									901		901			18,9	15,2
Ю-II	**по мест.**	**Г**	**C_1**	**1436**	**6,3**	**9078**									**267**		**267**			**3,8**	**3,1**
		ГН	**C_1**	**1292**	**3,4**	**4424**									**124**		**124**			**1,7**	**1,4**
		Всего	**C_1**	**2728**	**4,9**	**13502**									**391**		**391**			**5,5**	**4,5**
Ю-II	**«ТП»**	**Г**	**C_1**	749	5,7	4269	0,25	0,69	12,8	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	112	1,000	112	14	0,80	1,6	1,3
		ГН	**C_1**	493	3,3	1627	0,27	0,69	12,8	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	46	1,000	46	14	0,80	0,6	0,5
Ю-II	**«ТП»**	**Всего**	**C_1**	1242	4,7	5896									158		158			2,2	1,8
	«ПККР»	**Г**	**C_1**	687	7,0	4809	0,29	0,73	12,8	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	155	1,000	155	14	0,80	2,2	1,8
		ГН	**C_1**	799	3,5	2797	0,25	0,73	12,8	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	78	1,000	78	14	0,80	1,1	0,9
		Всего	**C_1**	1486	5,1	7606									233		233			3,3	2,7
Ю-III	**по мест.**	**ГН**	**C_1**	**694**	**2,6**	**1783**									**48**		**48**			**0,7**	**0,6**
	«ТП»	**ГН**	**C_1**	464	3,0	1392	0,26	0,63	13,1	0,1	1,38	1,0	0,900	9,7	36	1,000	36	14	0,80	0,5	0,4
	«ПККР»	**ГН**	**C_1**	230	1,7	391	0,28	0,72	13,1	0,1	1,38	1,0	0,900	9,7	12	1,000	12	14	0,80	0,2	0,2
Ю-IV	**по мест.**	**ГНВ**	**C_1**	**5587**	**2,0**	**11106**									**237**		**237**			**5,0**	**4,0**
	«ТП»	**ГНВ**	**C_1**	1787	2,6	4646	0,24	0,55	13,3	0,1	1,39	1,0	0,899	9,7	98	1,000	98	21	0.80	2,1	1,7
	«ПККР»	**ГНВ**	**C_1**	3800	1,7	6460	0,24	0,56	13,3	0,1	1,39	1,0	0,899	9,7	139	1,000	139	21	0.80	2,9	2,3
Всего ГШ	**по мест.**		**C_1**												**2092**		**2092**			**41.0**	**33,0**
	«ТП»		**C_1**												807		807			15,7	12,6
	«ПККР»		**C_1**												1285		1285			25,3	20,4
Всего ГШ+ СГ	**по мест.**		**C_1**												**2196,1**		**2185,7**			**41,0**	**33.0**
	«ТП»		**C_1**												814,5		813,8			15,7	12,6
	«ПККР»		**C_1**												1381,6		1371,9			25,3	20,4

Таблица 2.5.3 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов этана, пропана, бутанов в растворённом газе

Горизонт	Недропользователь	Категория запасов	Начальные запасы раствр. в нефти газа, млн.м^3		Потенц. содержание компонентов в растворенном газе, г/м^3			Начальные запасы, тыс.т					
								геологические			извлекаемые		
			геологич.	извлек.	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов
М-I	**по мест.**	**А**	**494**	**289**				**103.0**	**149.0**	**152.4**	**60.2**	**87.1**	**89.2**
	«ТП»	**А**	260	147	208,4	301,6	308,6	54,2	78,4	80,2	30,6	44,3	45,4
	«ПККР»	**А**	234	142	208,4	301,6	308,6	48,8	70,6	72,2	29,6	42,8	43,8
М-II	**по мест.**	**А**	**149**	**86**				**31,0**	**45,0**	**46,0**	**17,9**	**25,9**	**26,5**
	«ТП»	**А**	50	28	208,4	301,6	308,6	10,4	15,1	15,4	5,8	8,4	8,6
	«ПККР»	**А**	99	58	208,4	301,6	308,6	20,6	29,9	30,6	12,1	17,5	17,9
Ю-I	**по мест.**	**А**	**6029**	**3391**				**1455,4**	**1575,4**	**1362,6**	**818,6**	**886,1**	**766,4**
		C_1	**33**	**18**				**8,0**	**8,6**	**7,5**	**4,3**	**4,7**	**4,1**
		C_2	**4**	**2**				**1,0**	**1,0**	**0,9**	**0,5**	**0,5**	**0,5**
	«ТП»	**А**	3249	1752	241,4	261,3	226,0	784,3	849,0	734,3	422,9	457,8	396,0
		C_1	33	18	241,4	261,3	226,0	8,0	8,6	7,5	4,3	4,7	4,1
		C_2	4	2	241,4	261,3	226,0	1,0	1,0	0,9	0,5	0,5	0,5
	«ПККР»	**А**	2780	1639	241,4	261,3	226,0	671,1	726,4	628,3	395,7	428,3	370,4
Ю-II	**по мест.**	**А**	**4701**	**2643**				**1081,2**	**1402,3**	**517,6**	**607,9**	**788,4**	**291,0**
		C_1	**7**	**4**				**1,6**	**2,1**	**0,8**	**0,9**	**1,2**	**0,4**
	«ТП»	**А**	2600	1396	230,0	298,3	110,1	598,0	775,6	286,3	321,1	416,4	153,7
	«ПККР»	**А**	2101	1247	230,0	298,3	110,1	483,2	626,7	231,3	286,8	372,0	137,3
		C_1	7	4	230	298,3	110,1	1,6	2,1	0,8	0,9	1,2	0,4
Ю-III	**по мест.**	**А**	**3958**	**2085**				**903,6**	**1340,1**	**844,6**	**476,0**	**706,0**	**444,9**
	«ТП»	**А**	2563	1404	228,3	338,6	213,4	585,1	867,8	546,9	320,5	475,4	299,6
	«ПККР»	**А**	1395	681	228,3	338,6	213,4	318,5	472,3	297,7	155,5	230,6	145,3
Ю-IV	**по мест.**	**А**	**388**	**156**				**76,1**	**94,2**	**54,5**	**30,6**	**37,8**	**21,9**
	«ТП»	**А**	112	45	196,1	242,7	140,4	22,0	27,2	15,7	8,8	10,9	6,3
	«ПККР»	**А**	276	111	196,1	242,7	140,4	54,1	67,0	38,8	21,8	26,9	15,6
Ю-IV-1-0	**по мест,**	**C_1**	**24**	**10**				**4,7**	**5,8**	**3,4**	**2,0**	**2,4**	**1,4**
	«ТП»	**C_1**	22	9	196,1	242,7	140,4	4,3	5,3	3,1	1,8	2,2	1,3
	«ПККР»	**C_1**	2	1	196,1	242,7	140,4	0,4	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1
Ю-IV-1-1	**по мест,**	**C_1**	**24**	**9**				**3,6**	**6,3**	**4,7**	**1,3**	**2,4**	**1,8**
	«ПККР»	**C_1**	8	3	148,0	265,2	196,5	1,2	2,1	1,6	0,4	0,8	0,6
			16	6	148,0	265,2	196,5	2,4	4,2	3,1	0,9	1,6	1,2
Ю-IV-1-1 (ЮВ)	**по мест.**	**C_1**	**34**	**11**				**4,1**	**4,7**	**3,3**	**1,3**	**1,5**	**1,1**
	«ПККР»	**C_1**	34	11	123,8	139,4	94,8	4,1	4,7	3,3	1,3	1,5	1,1
Ю-IV-1-2+3 (ЮВ)	**по мест.**	**C_1**	**67**	**27**				**10,9**	**18,9**	**10,4**	**4,4**	**7,6**	**4,2**
	«ПККР»	**C_1**	67	27	164,4	280,8	154,5	10,9	18,9	10,4	4,4	7,6	4,2
Ю-IV-1-4 (ЮВ)	**по мест.**	**C_1**	**60**	**22**				**9,8**	**15,7**	**9,2**	**3,5**	**5,7**	**3,4**
	«ПККР»	**C_1**	60	22	170	261,5	145,8	9,8	15,7	9,2	3,5	5,7	3,4
Ю-IV-1-5 (ЮВ)	**по мест.**	**C_1**	**10**	**3**				**1,7**	**2,5**	**1,4**	**0,5**	**0,8**	**0,4**
	«ПККР»	**C_1**	10	3	174,9	252,5	137,3	1,7	2,5	1,4	0,5	0,8	0,4
Ю-V-1-1	**по мест.**	**C_1**	**4**	**2**				**0,6**	**1,0**	**0,6**	**0,4**	**0,6**	**0,4**
	«ПККР»	**C_1**	2	1	156,4	260,4	157,5	0,3	0,5	0,3	0,2	0,3	0,2
			2	1	156,4	260,4	157,5	0,3	0,5	0,3	0,2	0,3	0,2
Ю-V-1-2	**по мест.**	**C_1**	**5**	**2**				**0,6**	**1,1**	**0,9**	**0,3**	**0,4**	**0,4**
	«ПККР»	**C_1**	5	2	126,4	218,0	187,1	0,6	1,1	0,9	0,3	0,4	0,4
Ю-V-1-3	**по мест.**	**C_1**	**9**	**4**				**1,0**	**2,0**	**1,8**	**0,5**	**0,9**	**0,8**
	«ПККР»	**C_1**	9	4	114,9	222,0	198,9	1,0	2,0	1,8	0,5	0,9	0,8
PZ_1 - PR	**по мест.**	**C_1**	**269**	**8**				**49,6**	**79,5**	**52,4**	**1,5**	**2,4**	**1,6**
	«ТП»	**C_1**	22	1	184,4	295,7	194,8	4,1	6,5	4,3	0,2	0,3	0,2
	«ПККР»	**C_1**	247	7	184,4	295,7	194,8	45,5	73,0	48,1	1,3	2,1	1,4
Всего	**по мест.**	**А**						**3650,3**	**4606,0**	**2977,7**	**2011,2**	**2531,3**	**1639,9**
		C_1						**96,2**	**148,2**	**96,4**	**20,9**	**30,6**	**20,0**
		C_2						**1,0**	**1,0**	**0,9**	**0,5**	**0,5**	**0,5**
	«ТП»	**А**						2054,0	2613,1	1678,8	1109,7	1413,2	909,6
		C_1						16,4	20,4	14,9	6,3	7,2	5.6
		C_2						1,0	1,0	0,9	0,5	0,5	0,5
	«ПККР»	**А**						1596,3	1992,9	1298,9	901,5	1118,1	730,3
		C_1						79,8	127,8	81,5	14,6	23,4	14,4

Таблица 2.5.4 - Месторождение Кумколь. Подсчёт запасов этана, пропана, бутанов в газе газовых шапок

Горизонт	Недрополь-зователь, АО	Категория запасов	Начальн. запасы газа, млн.м^3		Потенциальное содержание, в газе газовых шапок, г/м^3			Начальные запасы, тыс.т					
								геологические			извлекаемые		
			геологич.	извлек.	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов
Ю-I	**по мест.**	**C_1**	**1416**	**1416**				**160,0**	**110,5**	**2,8**	**160,0**	**110,5**	**2,8**
	«ТП»		515	515	113,0	78,0	2,0	58,2	40,2	1,0	58,2	40,2	1,0
	«ПККР»		901	901	113,0	78,0	2,0	101,8	70,3	1,8	101,8	70,3	1,8
Ю-II	**по мест.**	**C_1**	**391**	**391**				**68,8**	**73,1**	**45,0**	**68,8**	**73,1**	**45,0**
	«ТП»		158	158	176,0	187,0	115,0	27,8	29,5	18,2	27,8	29,5	18,2
	«ПККР»		233	233	176,0	187,0	115,0	41,0	43,6	26,8	41,0	43,6	26,8
Ю-III	**по мест.**	**C_1**	**48**	**48**				**8,4**	**8,9**	**5,5**	**8,4**	**8,9**	**5,5**
	«ТП»		36	36	176,0	187,0	115,0	6,3	6,7	4,1	6,3	6,7	4,1
	«ПККР»		12	12	176,0	187,0	115,0	2,1	2,2	1,4	2,1	2,2	1,4
Ю-IV	**по мест.**	**C_1**	**237**	**237**				**33,6**	**33,9**	**21,3**	**33,6**	**33,9**	**21,3**
	«ТП»		98	98	142,0	143,0	90,0	13,9	14,0	8,8	13,9	14,0	8,8
	«ПККР»		139	139	142,0	143,0	90,0	19,7	19,9	12,5	19,7	19,9	12,5
Всего	**по мест.**	**C_1**	**2092**	**2092**				**270,8**	**226,4**	**74,6**	**270,8**	**226,4**	**74,6**
	«ТП»	**C_1**	807	807				106,2	90,4	32,1	106,2	90,4	32,1
	«ПККР»	**C_1**	1285	1285				164,6	136,0	42,5	164,6	136,0	42,5

3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

Территория АО «Тургай-Петролеум»

За анализируемый период (2019-2023 гг.) для оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов и энергетического состояния залежей на территории АО «Тургай-Петролеум» месторождения Кумколь всего было проведено 129 гидродинамических исследований в 120 скважинах, из них методом: восстановления давления (КВД) – 2 исследования в 2 скважинах, восстановления уровня (КВУ) – 104 исследований в 97 скважинах и падения давления (КПД) – 23 исследования в 21 скважине (табл. 3.1.1). Результаты исследований представлены в таблицах 3.1.2 - 3.1.3.

Таблица 3.1.1 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Количество гидродинамических исследований, проведенных за анализируемый период (01.01.2019-01.01.2024 гг.).

Год	КВД		КВУ		КПД		Итого	
	количество скважин	количество исследований	количество скважин	количество исследований	количество скважин	количество исследований	количество скважин	количество исследований
2019	-	-	41	41	11	11	52	52
2020	-	-	3	3	1	1	4	4
2021	-	-	25	28	-	-	25	28
2022	-	-	26	30	8	8	34	38
2023	2	2	2	2	3	3	7	7
Итого	2	2	97	104	24	24	123	130

Результаты обработки КВД и КВУ за анализируемый период 01.01.2019 - 01.01.2024 гг. представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Месторождение Кумколь. Территория АО "Тургай-Петролеум". Результаты гидродинамических исследований добывающих скважин методами КВД и КВУ за анализируемый период 2019 - 2023 гг.

Вид исследования	Скважина	Дата начала исследования	Дата завершения исследования	Рпл. (ВНК), МПа	Тпл, ^{0}С	Гидропроводность, мкм^2*м/(мПа*с)	Проницаемость, мкм^2	Скин-фактор	Пьезопроводность, м^2/с	Коэффициент продуктивности, (м^3/сут)/МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I объект										
КВУ	1294	28.01.2019	29.01.2019	8,84	53,0	3,605	0,318	-4,11	1,1761	316,75
КВУ	1049	24.01.2019	27.01.2019	6,10	49,0	8,251	0,494	5,00	1,9431	284,50
КВУ	2102	03.02.2019	05.02.2019	5,39	49,0	1,023	0,111	-6,27	0,3990	250,36
КВУ	3463	04.04.2019	09.04.2019	7,72	49,0	0,012	0,001	-3,09	0,0020	2,08
КВУ	1101	11.04.2019	18.04.2019	9,21	49,0	0,032	0,006	4,82	0,0198	1,25
КВУ	1206	21.04.2019	23.04.2019	5,55	52,0	0,454	0,066	-6,14	0,1875	37,82
КВУ	2258д	28.04.2019	03.05.2019	5,29	45,0	0,092	0,051	-6,09	0,1790	15,51
КВУ	1128	05.05.2019	12.05.2019	8,41	49,0	0,008	0,003	-4,93	0,0121	0,61
КВУ	1107	17.05.2019	22.05.2019	6,62	48,0	0,809	0,730	-3,39	0,7782	2,09
КВУ	3461	04.06.2019	09.06.2019	9,34	49,0	0,010	0,006	-4,61	0,0082	3,28
КВУ	3061	15.07.2019	18.07.2019	7,25	49,0	0,785	0,350	-7,33	0,3525	222,10
КВУ	2163	20.07.2019	24.07.2019	6,15	49,0	0,383	0,107	-5,35	0,0929	354,81
КВУ	3035	22.07.2019	29.07.2019	8,20	49,0	8,456	3,450	-0,39	3,1285	387,73
КВУ	2201	30.07.2019	01.08.2019	7,65	52,0	4,060	1,290	-0,68	1,7471	297,31
КВУ	2240	01.09.2019	09.09.2019	5,32	49,0	0,084	0,132	-4,23	0,1290	8,07
КВУ	1077	18.10.2019	22.10.2019	8,32	49,0	6,510	2,490	-3,94	1,9892	516,27
КВУ	1132	09.11.2019	14.11.2019	9,64	49,0	0,016	0,009	-3,50	0,0109	1,89
КВУ	1050	16.11.2019	20.11.2019	7,13	-	0,044	0,012	-1,23	0,0298	3,06
КВУ	213вк	22.11.2019	25.11.2019	9,45	-	0,196	0,048	-2,32	0,3618	13,77
КВУ	2309	27.09.2020	06.10.2020	7,10	-	0,039	0,027	-4,96	0,0382	5,00
КВУ	2244	15.03.2021	29.03.2021	6,21	-	0,405	0,105	-4,62	0,7857	41,20
КВУ	2449	05.05.2021	13.05.2021	5,08	-	0,123	0,021	0,74	0,2599	9,02
КВУ	1255	14.05.2021	15.05.2021	8,01	-	0,193	0,289	-0,48	1,9433	14,58

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КВУ	2532	01.06.2021	01.06.2021	11,28	-	0,034	0,009	-4,20	0,0685	3,57
КВУ	2090	26.06.2021	27.06.2021	8,45	-	0,196	0,035	0,01	0,1956	5,91
КВУ	3036	18.08.2021	28.08.2021	7,62	-	22,165	5,103	-7,38	33,1097	1723,73
КВУ	2145	17.09.2021	21.09.2021	7,62	-	6,460	1,021	-6,57	6,8027	711,35
КВУ	1247	17.09.2021	22.09.2021	10,80	-	1,751	0,193	-6,10	1,7101	148,57
КВУ	1128	07.12.2021	09.12.2021	8,56	-	0,111	0,006	3,42	0,0485	5,00
КВУ	3062	09.06.2022	10.06.2022	4,89	-	0,096	0,018	-2,07	0,0904	11,22
КВУ	1049	26.06.2022	27.06.2022	4,30	-	1,129	0,094	-0,49	0,5601	85,15
КВУ	1220	24.06.2022	04.07.2022	6,44	-	0,073	0,014	-2,15	0,0927	5,51
КВУ	3051	22.07.2022	23.07.2022	4,61	-	1,551	0,242	3,97	1,4655	60,47
КВУ	3051	25.07.2022	25.07.2022	8,24	-	0,450	0,337	3,40	1,9130	19,58
КВУ	3047	30.07.2022	31.07.2022	5,23	-	1,248	0,151	2,64	1,0912	58,02
КВУ	1120	16.08.2022	27.08.2022	5,20	-	0,023	0,004	-5,66	0,0415	4,59
КВУ	1033	15.09.2022	16.09.2022	5,98	-	0,003	0,000	-2,89	0,0016	2,65
КВУ	1049	03.12.2022	04.12.2022	4,14	-	0,115	0,015	-1,59	0,0895	12,34
КВУ	1042	08.12.2022	10.12.2022		-	1,120	0,108	9,60	0,6936	38,95
КВД	1049	21.10.2023	23.10.2023	4,69	48,5	-	-	-	-	-
В среднем				**7,08**	**49,25**	**1,85**	**0,45**	**-2,13**	**1,63**	**145,79**
II объект										
КВУ	3377	04.01.2019	07.01.2019	9,18	55,7	1,320	0,052	2,12	0,2578	50,73
КВУ	2476	14.01.2019	17.01.2019	10,29	55,7	1,814	0,442	-1,93	1,4932	97,23
КВУ	2725	30.01.2019	02.02.2019	4,82	52,0	1,153	0,087	-3,91	0,2574	104,12
КВУ	3091	19.03.2019	25.03.2019	9,44	57,0	0,697	0,030	-0,98	0,1620	42,82
КВУ	2393	13.03.2019	14.03.2019	6,93	55,7	0,019	0,002	-0,45	0,0087	5,97
КВУ	3361	28.02.2019	06.03.2019	5,38	51,0	0,673	0,045	-6,02	0,2106	74,29
КВУ	3384	27.03.2019	03.04.2019	7,43	52,0	0,065	0,009	-6,61	0,0503	13,07
КВУ	3303	12.06.2019	21.06.2019	11,06	55,7	0,085	0,013	-4,32	0,0283	5,53
КВУ	2341	27.06.2019	01.07.2019	8,77	51,0	1,724	0,272	-0,89	0,5370	74,08

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КВУ	2292	03.07.2019	10.07.2019	7,76	54,0	0,124	0,040	-4,25	0,1068	9,18
КВУ	2266	02.08.2019	09.08.2019	9,22	54,0	1,070	0,105	-6,28	0,2131	180,74
КВУ	2181	20.08.2019	25.08.2019	5,08	53,0	0,884	0,163	-6,38	0,3908	139,11
КВУ	2432	27.08.2019	29.08.2019	7,59	55,7	0,743	0,179	-4,25	0,3178	48,79
КВУ	2531	24.09.2019	27.09.2019	7,25	52,0	4,205	0,396	9,88	1,0942	105,47
КВУ	3503	19.09.2019	02.10.2019	11,69	58,0	1,131	1,610	0,66	1,4296	28,91
КВУ	2486	02.10.2019	09.10.2019	4,75	55,7	0,012	0,006	-6,00	0,0110	1,97
КВУ	2391	29.10.2019	07.11.2019	7,79	55,7	0,080	0,016	0,46	0,0367	4,02
КВУ	2191	27.11.2019	03.12.2019	6,73	-	2,153	0,208	6,19	2,4361	29,98
КВУ	2730	05.12.2019	17.12.2019	7,17	-	0,101	0,023	-4,05	0,1957	4,89
КВУ	2196	19.12.2019	23.12.2019	5,58	-	0,012	0,002	1,86	0,0048	0,82
КВУ	2146	23.05.2020	31.05.2020	6,62	-	0,309	0,057	14,43	0,1323	5,81
КВУ	2348	28.08.2020	04.09.2020	5,90	-	2,435	0,147	1,37	1,3838	109,01
КВУ	1053	26.05.2021	27.05.2021	6,08	-	1,525	0,139	0,05	0,8655	89,63
КВУ	2264	07.06.2021	13.06.2021	5,87	-	0,036	0,003	-3,90	0,0339	3,47
КВУ	210ВК	16.06.2021	27.06.2021	10,17	-	0,506	0,073	-4,50	0,6613	46,60
КВУ	2518	29.06.2021	07.07.2021	3,94	-	0,008	0,001	-4,35	0,0043	2,45
КВУ	2282	28.06.2021	21.07.2021	6,43	-	0,049	0,029	-8,10	0,2428	20,90
КВУ	206ВК	22.07.2021	25.07.2021	8,06	-	0,560	0,101	-1,68	1,3207	36,10
КВУ	2823	26.07.2021	05.08.2021	8,47	-	0,179	0,058	-5,09	0,5257	27,12
КВУ	2253	16.08.2021	23.08.2021	7,65	-	0,109	0,019	-4,64	0,1291	9,28
КВУ	3303	02.09.2021	14.09.2021	9,89	-	0,027	0,002	-5,64	0,0189	6,42
КВУ	2282	26.09.2021	04.10.2021	6,89	-	0,049	0,029	-7,95	0,2430	14,38
КВУ	2476	09.10.2021	09.10.2021	4,26	-	0,411	0,128	-2,42	0,7260	59,14
КВУ	2287	19.10.2021	20.10.2021	5,04	-	0,346	0,100	0,90	0,6647	22,43
КВУ	2677	05.10.2021	20.10.2021	8,30	-	0,135	0,026	-4,15	0,2411	12,95
КВУ	3368	03.11.2021	08.11.2021	3,80	-	1,716	0,114	2,99	0,8225	68,63
КВУ	3503	12.11.2021	26.11.2021	7,42	-	0,175	0,006	-6,90	0,0472	44,26

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КВУ	3102	02.02.2022	03.02.2022	3,89	-	2,729	0,379	0,34	2,2898	84,64
КВУ	2506	18.02.2022	10.03.2022	9,77	-	0,077	0,028	-7,38	0,2021	21,11
КВУ	2276	05.05.2022	06.05.2022	8,98	-	0,142	0,036	-1,49	0,1891	13,97
КВУ	2704	02.05.2022	09.05.2022	2,73	-	0,217	0,017	-2,94	0,1482	21,62
КВУ	3064	17.05.2022	29.05.2022	6,09	-	0,007	0,001	-5,71	0,0079	3,26
КВУ	3062	05.06.2022	05.06.2022	5,67	-	1,141	0,082	1,71	0,3731	26,51
КВУ	2253	03.06.2022	06.06.2022	6,90	-	0,109	0,019	-3,26	0,1252	8,57
КВУ	3180	17.06.2022	18.06.2022	9,37	-	0,230	0,029	-2,96	0,1904	33,04
КВУ	2730	27.07.2022	30.07.2022	4,10	-	0,086	0,020	-4,45	0,1654	14,28
КВУ	2146	08.08.2022	09.08.2022	5,17	-	0,643	0,052	15,70	0,3069	21,92
КВУ	2191	14.09.2022	19.09.2022	4,91	-	0,450	0,043	-3,09	0,4099	30,18
КВУ	2447	21.09.2022	28.09.2022	8,46	-	0,064	0,003	-5,91	0,0294	23,45
КВУ	3083	06.10.2022	07.10.2022	7,70	-	1,348	0,389	3,96	2,5378	59,55
КВУ	215ВК	08.10.2022	16.10.2022	7,42	-	0,269	0,021	-4,79	0,2196	18,25
КВУ	2300	05.11.2022	13.11.2022	10,93	-	0,267	0,061	-4,79	0,7247	45,28
КВУ	1242	18.11.2022	22.11.2022	7,21	-	9,857	1,247	-3,52	13,3941	221,89
КВУ	415	17.02.2023	18.02.2023	7,32	-	0,378	0,018	1,31	0,1227	38,34
КВУ	3377	25.02.2023	26.02.2023	6,53	-	1,082	0,114	-2,83	0,7917	126,44
В среднем				**7,12**	**54,35**	**0,83**	**0,13**	**-1,91**	**0,72**	**43,87**
III объект										
КВУ	3388	11.08.2019	18.08.2019	8,38	52,0	1,716	0,102	-3,71	0,3973	83,41
КВУ	2355	31.12.2019	08.01.2020	8,42	-	0,107	0,008	-6,70	0,0716	23,56
КВУ	3180	03.09.2021	04.09.2021	9,38	-	0,383	0,047	-0,74	0,3653	38,95
КВУ	3180	20.09.2021	28.09.2021	8,84	-	1,375	0,133	-2,45	1,3882	95,24
КВУ	2558	05.04.2022	05.04.2022	10,97	-	0,025	0,001	-2,94	0,0080	4,89
КВУ	4109	04.07.2022	08.07.2022	6,46	-	0,466	0,036	-4,43	0,3045	58,94
КВУ	2137	12.08.2022	13.08.2022	9,73	-	0,043	0,003	-3,73	0,0172	10,20

Окончание таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КВУ	2137	16.08.2022	18.08.2022	10,74	-	0,012	0,001	-4,02	0,0078	4,08
КВД	3362	12.11.2023	14.11.2023	10,72	52,8	-	-	-	-	-
В среднем				**9,29**	**52,40**	**0,52**	**0,04**	**-3,59**	**0,32**	**39,91**
IV объект										
КВУ	3068	20.06.2021	20.06.2021	12,81	-	1,523	0,187	-0,74	1,0864	129,40
КВУ	3068	22.06.2021	23.06.2021	12,79	-	1,167	0,089	1,32	0,5031	105,74
В среднем				**12,80**	**-**	**1,35**	**0,14**	**0,29**	**0,79**	**117,57**

За анализируемый период 01.01.2019-01.01.2024 гг. на **I объекте** было проведено 1 исследование **методом восстановления давления** (КВД) в 1 скважине, при котором были определены только пластовые давление и температура. Пластовое давление составило 4,69 МПа. Пластовая температура составила 48,5 ^{0}С.

На **III объекте** также было проведено 1 исследование **методом восстановления давления** (КВД) в 1 скважине, при котором были определены только пластовые давление и температура. Пластовое давление составило 9,29 МПа. Пластовая температура составила 52,8 ^{0}С.

На **I объекте** разработки проведено 39 исследований **методом восстановления уровня** (КВУ) в 35 скважинах.

Коэффициент проницаемости изменяется в пределах от 0,0003 мкм^2 до 5,103 мкм^2 при среднем значении 0,45 мкм^2, коэффициент гидропроводности – от 0,003 мкм^2·м/(мПа·с) до 22,17 мкм^2·м/(мПа·с), и в среднем составил 1,85 мкм^2·м/(мПа·с), коэффициент пьезопроводности – от 0,0016 м^2/с до 33,1 м^2/с, и в среднем составил 1,63 м^2/с. Скин-фактор изменяется в пределах от -7,4 до 9,6. Отрицательный скин-фактор был получен в 75 скважинах, что характеризует более высокие фильтрационные свойства пластов призабойной зоны (ПЗС) по отношению к более удаленной части пласта; положительный скин-фактор был получен в 27 скважинах, что свидетельствует о кольматации ПЗС, следовательно, в этих скважинах рекомендуется провести мероприятия по очистке.

Коэффициент продуктивности по жидкости изменяется в пределах от 0,61 м^3/сут·МПа до 1723,73 м^3/сут·МПа и в среднем составил 145,79 м^3/сут·МПа.

На **II объекте** разработки проведено 55 исследований **методом восстановления уровня** в 46 скважинах.

По II объекту коэффициент проницаемости изменяется в пределах от 0,001 мкм^2 до 1,61 мкм^2 и в среднем составил 0,13 мкм^2, коэффициент гидропроводности – от 0,007 мкм^2·м/(мПа·с) до 9,857 мкм^2·м/(мПа·с) и в среднем составил 0,832 мкм^2·м/(мПа·с), коэффициент пьезопроводности от 0,0043 м^2/с до 13,39 м^2/с и в среднем составил 0,72 м^2/с. Скин-фактор изменяется в пределах от -8,7 до 15,7; при этом принимает положительное значение в 16 скважинах, отрицательное – в 39 скважинах.

Коэффициент продуктивности добывающих скважин изменяется в пределах от 0,82 до 221,89 м^3/сут·МПа и в среднем составил 43,87 м^3/сут·МПа.

На **III объекте** разработки проведено 8 исследований **методом восстановления уровня** в 6 скважинах.

По III объекту разработки коэффициент проницаемости скважин изменяется в пределах от 0,001 мкм^2 до 0,133 мкм^2 и в среднем составил 0,041 мкм^2, коэффициент гидропроводности – от 0,012 мкм^2·м/(мПа·с) до 1,716 мкм^2·м/(мПа·с) и в среднем составил 0,516 мкм^2·м/(мПа·с), коэффициент пьезопроводности – от 0,0078 м^2/с до 1,3882 м^2/с и в среднем составил 0,32 м^2/с. Скин-фактор изменяется в пределах от -8,7 до -0,74 и во всех скважинах отрицательный.

Коэффициент продуктивности изменяется в диапазоне от 4,08 м^3/сут·МПа до 95,24 м^3/сут·МПа и в среднем составил 39,91 м^3/сут·МПа.

На **IV объекте** разработки проведено 2 исследования **методом восстановления уровня** в 1 скважине.

По IV объекту разработки коэффициент проницаемости скважин изменяется в пределах от 0,089 мкм^2 до 0,187 мкм^2 и в среднем составил 0,138 мкм^2, коэффициент гидропроводности – от 1,167 мкм^2·м/(мПа·с) до 1,523 мкм^2·м/(мПа·с) и в среднем составил 1,345 мкм^2·м/(мПа·с), коэффициент пьезопроводности – от 0,503 м^2/с до 1,086 м^2/с и в среднем составил 0,79 м^2/с. Скин-фактор изменяется в пределах от -0,74 до 1,32.

Коэффициент продуктивности изменяется в диапазоне от 105,74 м^3/сут·МПа до 129,4 м^3/сут·МПа и в среднем составил 117,57 м^3/сут·МПа.

В таблице 3.1.3 представлены результаты исследований методом КПД в нагнетательных скважинах.

На **I объекте** было проведено 9 исследований **методом падения давления** (КПД) в 9 скважинах. Коэффициент проницаемости изменяется в пределах от 0,01 мкм^2 до 2,78 мкм^2 и в среднем составил 0,48 мкм^2, коэффициент гидропроводности – от 0,116 мкм^2*м/(мПа*с) до 4,964 мкм^2*м/(мПа*с), и в среднем составил 1,63 мкм^{2*}м/(мПа*с), коэффициент пьезопроводности – от 0,0829 м^2/с до 1,5924 м^2/с, и в среднем составил 0,62 м^2/с. Скин-фактор изменяется в пределах от -0,66 до 3,65, при этом отрицательное значение получено в 5 скважинах, а положительное в 2 скважинах.

Коэффициент приемистости изменяется в диапазоне от 18,35 м^3/сут·МПа до 267,86 м^3/сут·МПа, и в среднем составил 91,65 м^3/сут·МПа.

Таблица 3.1.3 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Результаты гидродинамических исследований нагнетательных скважин методом КПД за анализируемый период 2019- 2023 гг.

Вид исследования	Скв.	Дата начала исследования	Дата завершения исследования	Рпл. (ВНК), МПа	Рзаб. (ВДП), МПа	Тпл, ^{0}C	Гидропроводность, мкм^2*м/(мПа*с)	Проницаемость, мкм^2	Скин-фактор	Пьезопроводность, м^2/с	Коэффициент приемистости, (м^3/сут)/МПа
I объект											
КПД	2161	23.04.2019	29.04.2019	7,5	7,5	50,9	2,052	0,203	3,64	0,1589	85,89
КПД	2179	09.05.2019	12.05.2019	8,55	8,7	44,8	4,961	2,78	-1,5	1,5924	267,86
КПД	1091	05.07.2019	17.07.2019	9,63	9,84	49,2	1,05	0,195	-0,66	1,3165	70,12
КПД	1257	03.06.2020	08.06.2020	9,85	-	-	0,794	0,064	-1,24	0,3875	61,9
КПД	1102	17.03.2022	31.03.2022	8,34	-	40,5	0,137	0,025	-4,5	0,2104	18,35
КПД	1048	16.08.2022	27.08.2022	4,58	4,11	-	0,116	0,01	-4,62	0,0829	27,84
КПД	2215	07.09.2022	15.09.2022	10,45	10,8	-	2,31	0,084	3,65	0,62	109,62
КПД	2145	07.05.2023	13.05.2023	7,08	7,11	46,5	-	-	-	-	-
КПД	1056	04.09.2023	16.09.2023	-	-	52,2	-	-	-	-	-
В среднем				**8,25**	**8,01**	**47,35**	**1,63**	**0,48**	**-0,75**	**0,62**	**91,65**
II объект											
КПД	2678	12.03.2019	23.03.2019	8,23	8,6	41,2	0,189	0,017	0,09	0,1048	3,85
КПД	2238	05.04.2019	22.04.2019	8,39	10,83	45	0,039	0,007	-6,39	0,0617	9,72
КПД	2294	02.05.2019	08.05.2019	8,61	-	43,7	0,509	0,03	3,04	0,302	23,01
КПД	3390	02.06.2019	11.06.2019	7,98	7,6	49,5	0,082	0,028	-5,85	0,2644	18,93
КПД	2232	21.07.2019	30.07.2019	8,27	10,1	51,3	0,241	0,029	-2,05	0,2877	16,42
КПД	1127	17.04.2022	28.04.2022	10,39	10,35	47,1	0,452	0,038	2,85	0,3584	21,11
КПД	2172	21.05.2022	01.06.2022	12,15	-	-	6,823	0,598	50,37	4,9471	59,25
КПД	2678	04.06.2022	17.06.2022	7,74	7,91	-	0,423	0,032	1,12	0,2471	21,31
КПД	2737	06.10.2023	16.10.2023	8,68	8,87	45,2	-	-	-	-	-
В среднем				**8,94**	**9,18**	**46.14**	**1,09**	**0,1**	**5,4**	**0,82**	**21,7**
III объект											
КПД	3052	26.06.2019	02.07.2019	9,56	-	51	0,279	0,012	-2,96	0,0934	75,63
КПД	3090	01.10.2019	05.10.2019	11,59	11,59	46,8	0,281	0,019	-3,1	0,1161	41,85
КПД	2141	18.10.2019	31.10.2019	11,21	11,4	51,1	0,113	0,072	3,36	0,5596	47,87
КПД	2144	17.07.2022	27.07.2022	7,79	7,84	-	3,434	0,007	0,58	0,9931	46,3
КПД	3090	03.08.2022	15.08.2022	10,54	10,56	-	0,3	0,016	-3,82	0,1184	66,89
В среднем				**10,14**	**10,35**	**49,63**	**0,88**	**0,03**	**-1,19**	**0,38**	**55,71**

На **II объекте** было проведено 9 исследований **методом падения давления** (КПД) в 7 скважинах. Коэффициент проницаемости изменяется в пределах от 0,007 мкм^2 до 0,598 мкм^2 и в среднем составил 0,1 мкм^2, коэффициент гидропроводности – от 0,039 мкм^2*м/(мПа*с) до 6,823 мкм^2*м/(мПа*с), и в среднем составил 1,09 мкм^{2*}м/(мПа*с), коэффициент пьезопроводности – от 0,0617 м^2/с до 4,9471 м^2/с, и в среднем составил 0,82 м^2/с. Скин-фактор изменяется в пределах от -2,05 до 50,37, при этом отрицательное значение получено в 3 скважинах, а положительное в 5 скважинах.

Коэффициент приемистости изменяется в диапазоне от 3,85 м^3/сут·МПа до 59,25 м^3/сут·МПа, и в среднем составил 21,7 м^3/сут·МПа.

На **III объекте** было проведено 5 исследований **методом падения давления** (КПД) в 4 скважинах. Коэффициент проницаемости изменяется в пределах от 0,007 мкм^2 до 0,072 мкм^2 и в среднем составил 0,03 мкм^2, коэффициент гидропроводности – от 0,113 мкм^2*м/(мПа*с) до 3,434 мкм^2*м/(мПа*с), и в среднем составил 0,88 мкм^{2*}м/(мПа*с), коэффициент пьезопроводности – от 0,0934 м^2/с до 0,9931 м^2/с, и в среднем составил 0,38 м^2/с. Скин-фактор изменяется в пределах от -2,96 до 3,36, при этом отрицательное значение получено в 3 скважинах, а положительное в 2 скважинах.

Коэффициент приемистости изменяется в диапазоне от 41,85 м^3/сут·МПа до 75,63 м^3/сут·МПа, и в среднем составил 55,71 м^3/сут·МПа.

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

За анализируемый период (01.01.2019-01.01.2024 гг.) для оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов и энергетического состояния залежей на территории АО «ПККР» по месторождению Кумколь было проведено 12 гидродинамических исследований в 10 скважинах: методом установившихся отборов (МУО) 5 исследований в 4 скважинах (25, 40, 3035 и 4016), 4 исследования КПД в 4 скважинах (24, 50, 344 и 3043) и 4 исследования КВД в 3 скважинах (25, 40 и 3035) (см. табл.3.1.4).

Таблица 3.1.4 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Количество гидродинамических исследований

Год	МУО		КПД		КВД		Итого	
	количество скважин	количество исследований	количество скважин	количество исследований	количество скважин	количество исследований	количество скважин	количество исследований
2019	2	3	-	-	2	3	4	6
2020	-	-	2	2	-	-	2	2
2021	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	1	1	-	-	-	-	1	1
2023	1	1	1	1	1	1	3	3
Итого	**3**	**4**	**3**	**3**	**2**	**3**	**10**	**12**

Гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов (МУО) были проведены на скважинах 25, 40, 4016 и 5035.

По результатам исследования МУО определены коэффициенты продуктивности скважин 25, 40, 4016 и 5035. В результате интерпретации данного исследования средний коэффициент продуктивности скважины 4016 составил 101 ($м^3$/сут)/МПа, по скважине 25 составил 23 ($м^3$/сут)/МПа, по скважине 40 составил 13,1 ($м^3$/сут)/МПа и по скважине 5035 составил 2,75 ($м^3$/сут)/МПа.

По результатам исследований МУО по скважинам 25, 40, 4016 и 5035 были построены индикаторные диаграммы (рис. 3.1.1-3.1.5), данные полученные по результатам МУО приведены в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Результаты исследований МУО

№ Скв.	Дата исследования	Размер штуцера, мм	Дебит жидкостити, $м^3$/сут.	Дебит нефти, $м^3$/сут.	Дебит газа, тыс.$м^3$/сут.	Гф, $м^3/м^3$	Рзаб., МПа	Рпл, МПа	Кпрод по жидкости,·10-3 $м^3$/сут МПа	Кпрод по нефти,·10-3 $м^3$/сут МПа
II объект										
4016	08.09-09.09.2022 г.	44 Гц	206,4	5,49	6,5	1186	6,3	8,1	116,0	3,1
		47 Гц	210,6	4,91	16,4	3338	6,2		113,0	2,6
		50 Гц	176,6	4,7	21,7	4624	6,2		95,0	2,5
		53 Гц	154,2	4,1	23,9	5824	6,1		79,0	2,1
В среднем			**186,95**	**4,8**	**17,13**	**3743**	**6,2**	**8,1**	**100,75**	**2,58**
IV объект (ЮВ)										
5035	24.01-03.02.2023	5	6,88	6,88	6,572	955	13,49	14,93	5	5
		7	8,18	8,18	10,728	1311	11,72		3	3
		9	12,2	12,2	15,851	1299	8,12		2	2
		11	6,8	6,8	19,383	2850	6,45		1	1
25	24.05.2019-31.05.2019	3	8,5	5,35	3,4	644	9,4	10,1	11,0	7,0
		7	47	40,02	14,3	357	8,3		26,0	22,0
		11	110	79,7	33,1	416	6,7		32,0	23,0
40	04.08.2019-14.08.2019	5	36,76	30,7	2,0	65,3	13,4	14,5	31,0	26,0
		7	60,62	48,7	2,8	56,6	12,2		26,0	21,0
		9	83,92	68,8	10,2	148,5	10,4		20,0	17,0
	18.09.2019-25.09.2019	6	2	1,8	27,8	158,12	8,6	13,0	0,46	0,40
		9	4,86	4,9	30,1	6188,1	4		0,54	0,54
		12	5,16	4,9	29,9	6110,4	2,4		0,49	0,47
В среднем			**32,03**	**25,87**	**16,08**	**1579,6**	**8,77**	**13,13**	**12,98**	**10,47**

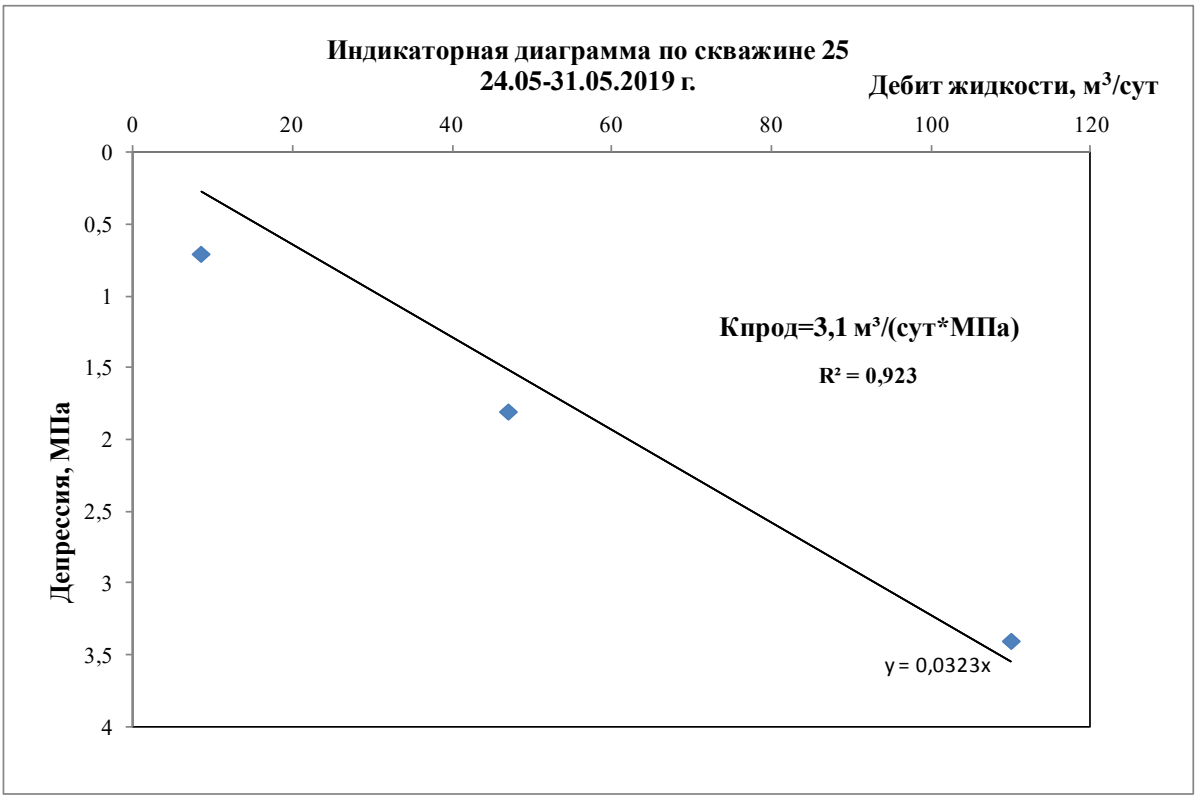


Рисунок 3.1.1 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 25

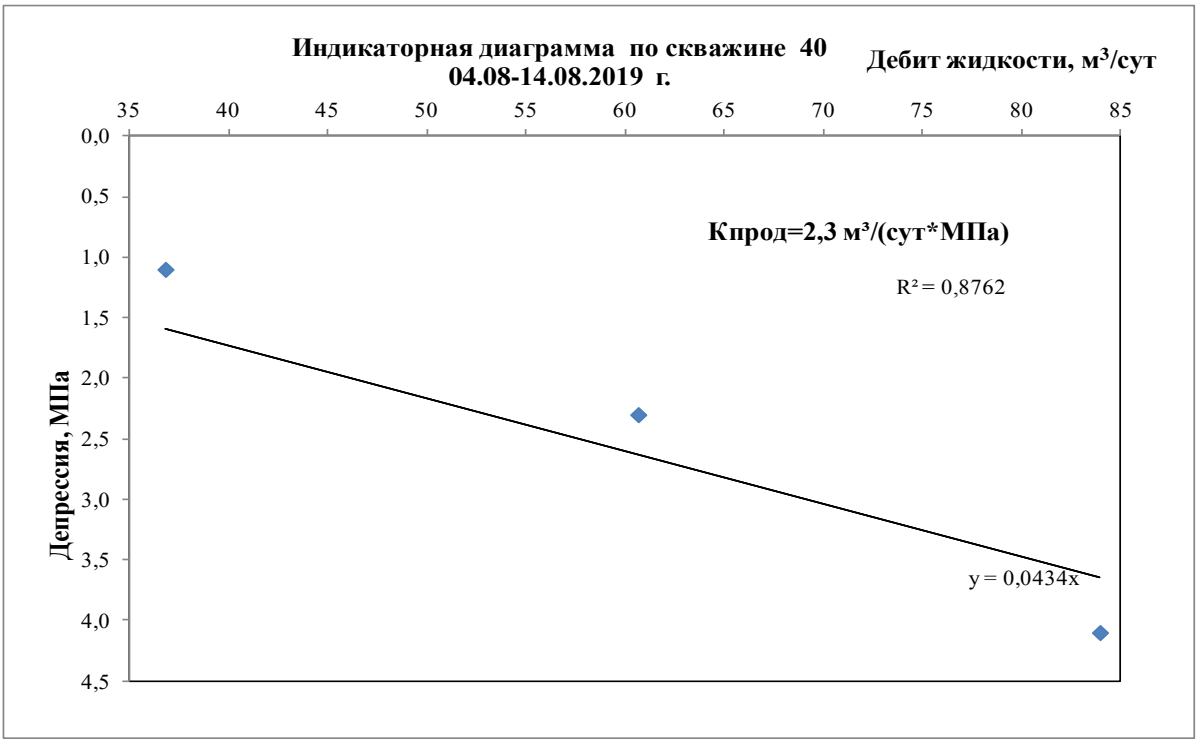


Рисунок 3.1.2 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 40

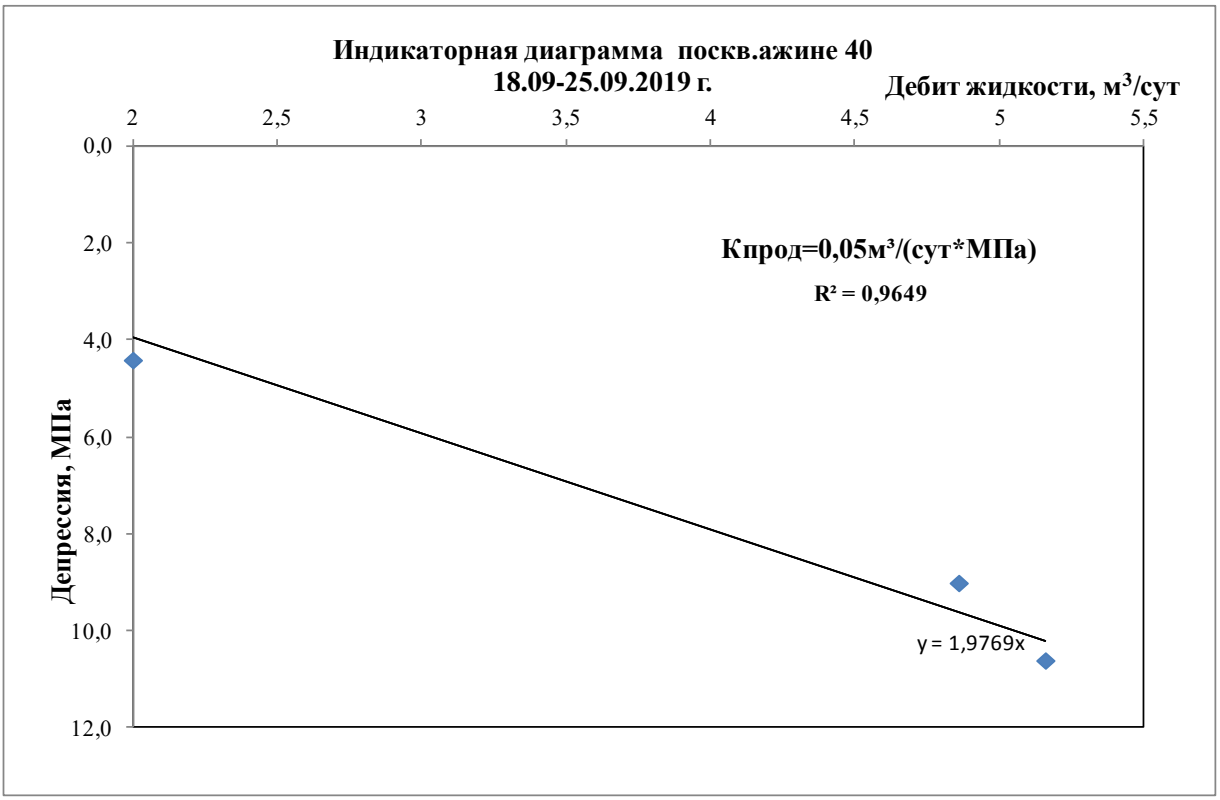


Рисунок 3.1.3 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 40

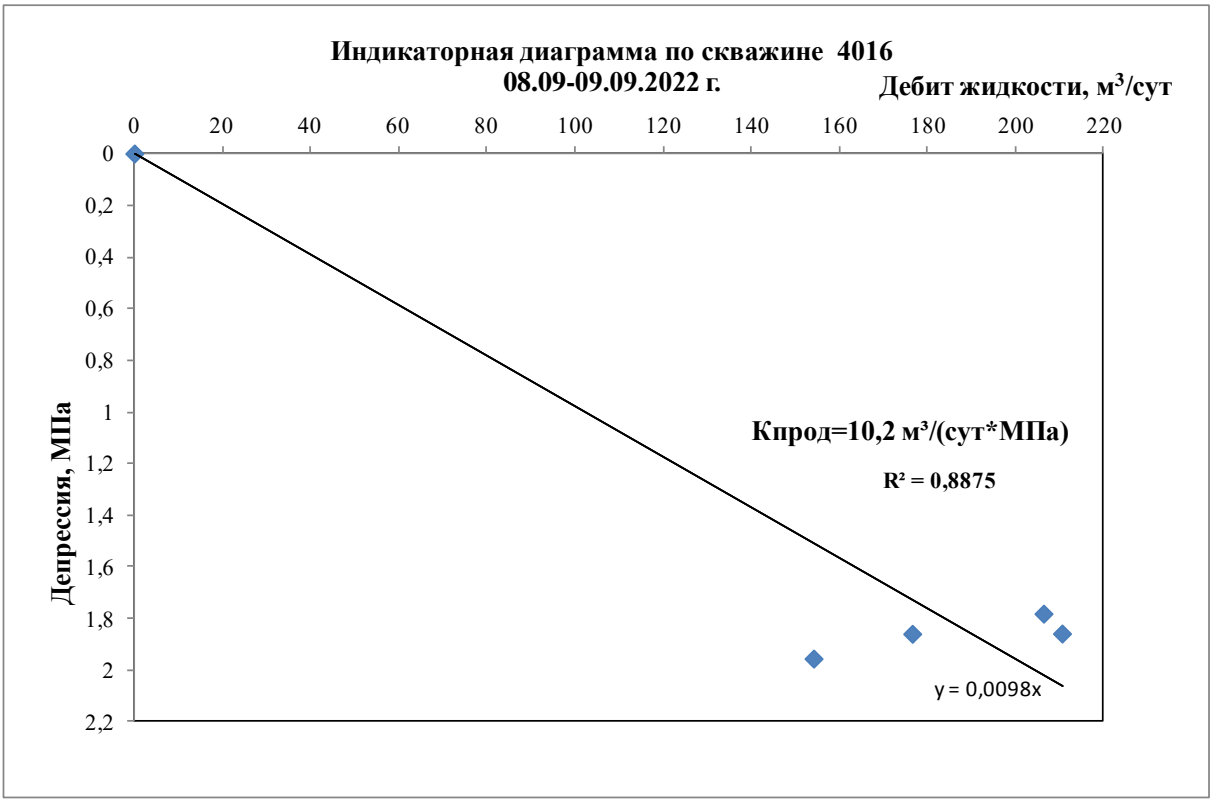


Рисунок 3.1.4 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 4016

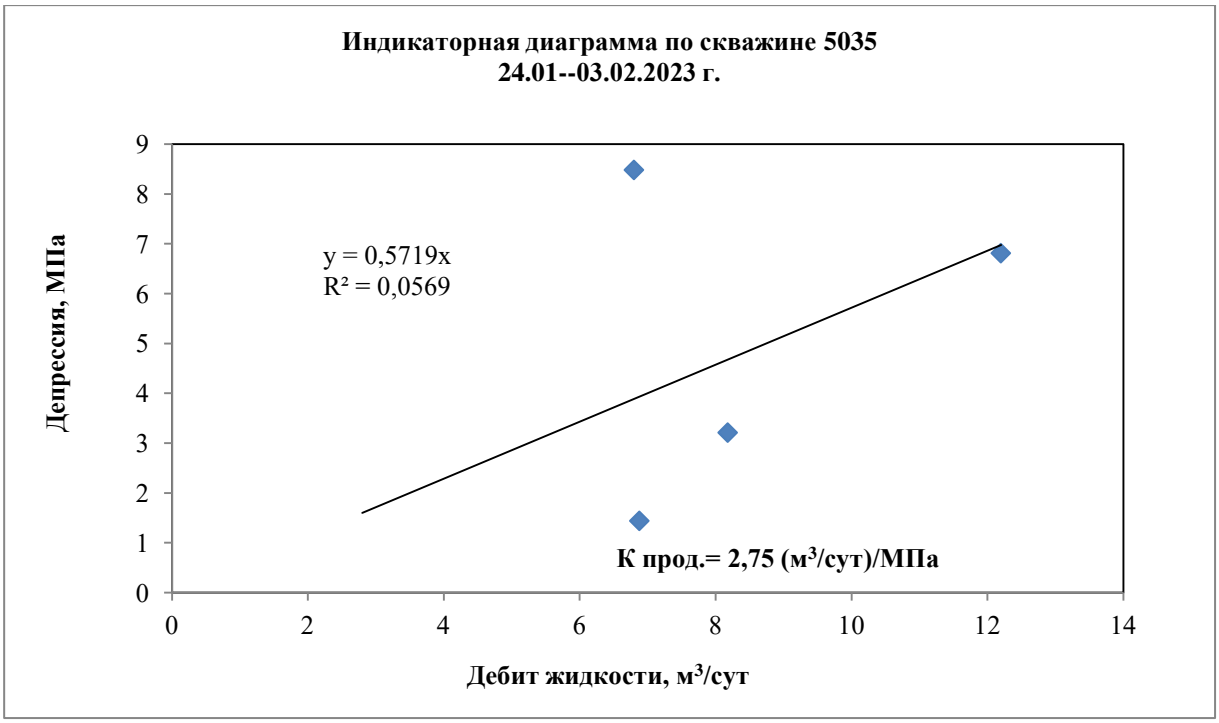


Рисунок 3.1.5 – Территория АО «ПККР». Индикаторная диаграмма по скважине 5035

Результаты обработки КПД по нагнетательным скважинам представлены в таблице 3.1.6.

Таблица 3.1.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Результаты гидродинамических исследований нагнетательных скважин методом КПД

№ скв.	Дата исследования	Рпл, МПа	Проницаемость, мкм^2	Гидропроводность, мкм^2*м/(мПа*с)	Коэффициент приемистости, (м^3/сут)/МПа	Скин-фактор
I объект						
24	27.06.2020	6,3	0,845	-	-	59
50	26-29.07.2023	4,5	0,031	0,051	1,53	46
В среднем			**0,438**	**0,051**	**1,53**	**52,5**
II объект						
3043	12-15.09.2023	7,1	0,023	0,036	0,0019	16
В среднем			**0,023**	**0,036**	**0,0019**	**16**
III объект						
344	21.08.2020	7,4	0,074	-	-	5,15
В среднем			**0,074**	**-**	**-**	**5,15**

По результатам исследования в скважинах 24, 50, 344 и 3043 методом КПД были определены значения пластового давления, которые составили 6,3, 4,5, 7,4 и 7,1 МПа, соответственно. Проницаемость составила 0,845, 0,031, 0,023 и 0,074 мкм^2, соответственно. По скважинам 50 и 3043 были определены гидропроводность и приемистость, которые составили 0,051 мкм^2*м/(мПа*с) и 1,53 (м^3/сут)/МПа и 0,036 мкм^2*м/(мПа*с) и 0,0019 (м^3/сут)/МПа, соответственно.

Также были получены положительные величины скин-фактора, что свидетельствует о загрязнении призабойной зоны пласта.

Результаты обработки КВД по добывающим скважинам представлены в таблице 3.1.7.

Таблица 3.1.7 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Результаты гидродинамических исследований методом КВД

№ скв.	Дата исследования	Рпл, МПа	Проницаемость, мкм^2	Гидропроводность, мкм^2*м/(мПа*с)	Коэффициент продуктивности, (м^3/сут)/МПа	Скин-фактор
IV объект (ЮВ)						
25	24-31.05.2019	10,1	0,754	-	-	2,0
40	04-14.08.2019	14,5	0,1215	-	-	1,8
40	12-15.12.2019	12,93	0,013	-	-	2,5
5035	24.01-03.02.2023	14,93	0,024	0,093	1,7	15
В среднем			**0,228**	**0,093**	**1,7**	**5,32**

По результатам исследования КВД по скважинам 25, 40 и 5035 определены коэффициенты проницаемости, которые изменялись от 0,013 мкм^2 до 0,754 мкм^2, а так же пластовые давления, которые изменялись от 10,1 МПа до 14,93 МПа. По скважине 5035 так же были определены гидропроводность и коэффициент продуктивности, которые составили 0,093 мкм^2*м/(мПа*с) и 1,7 (м^3/сут)/МПа, соответственно. По всем скважинам был получен положительный скин-фактор, что свидетельствует о загрязненной призабойной зоне пласта, следовательно, в скважинах рекомендуется провести мероприятия по очистке.

Выводы

За анализируемый период (01.01.2019 г. - 01.01.2024 г.) гидродинамические исследования МУО были проведены на территории «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». По результатам исследований МУО был определен коэффициент продуктивности, который в среднем составил: на II объекте - 100,75 (м^3/сут)/МПа и на объекте IV (ЮВ) - 13,06 (м^3/сут)/МПа.

По результатам исследований КВД и КВУ по территории «Тургай-Петролеум» коэффициент продуктивности добывающих скважин в среднем составил: по I объекту - 145,79 (м^3/сут)/МПа, по II объекту – 43,87 (м^3/сут)/МПа, по III объекту – 39,91 (м^3/сут)/МПа, и по IV объекту – 117,57 (м^3/сут)/МПа.

Приемистость по нагнетательным скважинам на территории «Тургай-Петролеум» в среднем составила: по I объекту – 91,65 (м^3/сут)/МПа, по II объекту – 21,7 (м^3/сут)/МПа, по III объекту – 55,71 (м^3/сут)/МПа.

Проницаемость по добывающим скважинам на территории «Тургай-Петролеум» в среднем составила: по I объекту – 0,45 мкм^2, по II объекту – 0,13 мкм^2, по III объекту – 0,04 мкм^2 и по IV объекту – 0,14 мкм^2.

Проницаемость по нагнетательным скважинам на территории «Тургай-Петролеум» в среднем составила: по I объекту – 0,48 мкм^2, по II объекту – 0,1 мкм^2, по III объекту – 0,03 мкм^2.

По результатам исследований КВД по территории «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» коэффициент продуктивности добывающих скважин был определен только на объекте IV (ЮВ) и составил – 1,7 (м^3/сут)/МПа.

Приемистость по нагнетательным скважинам была определена только на I и II объектах территории «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и в среднем составила 1,53 (м^3/сут)/МПа и 0,0019 (м^3/сут)/МПа, соответственно.

Проницаемость по добывающим скважинам на территории «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» была определена только на объекте IV (ЮВ) и составила в среднем – 0,228 мкм^2.

Проницаемость по нагнетательным скважинам на территории «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» была определена только на I, II и III объектах и в среднем составила: по I объекту – 0,438 мкм^2, по II объекту – 0,023 мкм^2 и на III объекте – 0,074 мкм^2.

По результатам исследований, более высокими фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются пласты I объекта.

В интервал значений, ранее представленный в Дополнении [32], входит только проницаемость добывающих и нагнетательных скважин, все остальные параметры больше или меньше ранее принятых в Дополнении [32] значений, что связано с получением дополнительной информации о пластах.

Рекомендации

Необходимо продолжить проведение гидродинамических исследований по всем объектам разработки месторождения в соответствии с требованиямис «Единых правил…» [36] и согласно рекомендациям рекомендациям настоящего проекта.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

На дату составления отчета (на 01.01.2024 г.) месторождение Кумколь разрабатывается согласно «Дополнению к проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г.» [32], утвержденное Комитетом геологии и недропользования МИР РК и согласованное ЦКРР МЭ РК (протокол № 18/2 от 14.10.2021 г.).

На основании протокола ГКЗ №2219-20-У п.3.5 [ПЗЮ-В] Юго-Восточную часть в отчете «Дополнение к проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г.» и в последующих документах прописано рассматривать как часть месторождение Кумколь.

Согласно Дополнению [32] объекты разработки представлены в следующем порядке:

I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;

II объект – газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;

III объект – газонефтяная залежь Ю-III горизонта;

IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 плюс Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

Для реализации принят 2 вариант разработки, предусматривающий ввод в эксплуатацию Юго-Восточной части месторождения (часть объекта IV) путем расконсервации 5 ранее пробуренных скважин, бурение дополнительных 5 эксплуатационных скважин и перевод 4 скважин под закачку воды.

В настоящее время разработка месторождения осуществляется в соответствии с «Анализом разработки по состоянию на 01.07.2022 г.» утвержденный в 2022 г., в рамках которого, уточнены технологические показатели за период 2022-2024 г.

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, их текущих дебитов, ободненности и приемистости скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. в фонде месторождения Кумколь всего числится 1064 скважин, из них 373 добывающих, 230 нагнетательных, 341 наблюдательных, 33 водозаборных, и 77 ликвидированных. Характеристика фонда скважин в целом по месторождению Кумколь, по объектам разработки, по территориям двух Недропользователей на 01.01.24 г. представлена в таблицах 3.2.1, 3.2.2 - 3.2.5 (АО «ТП»), 3.2.6-3.2.7 (АО «ПККР»).

Таблица 3.2.1.1 – Месторождение Кумколь. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект разработки				
		I	II	III	IV+ЮВ	Всего
Фонд добывающих скважин	**Всего**	**152**	**174**	**34**	**13**	**373**
	В т.ч: действующие	**131**	**138**	**25**	**7**	**301**
	Из них: фонтанные	6	13	2	0	21
	ВШНУ	0	0	0	0	0
	УЭЦН	113	111	23	6	253
	СШНУ	12	14	0	1	27
	Бездействующие	**21**	**36**	**9**	**2**	**68**
Фонд нагнетательных скважин	**Всего**	**126**	**72**	**30**	**2**	**230**
	В т.ч: действующие	96	58	27	2	183
	Бездействующие	24	14	3	0	40
Фонд специальных скважин	**Наблюдательные**	**83**	**220**	**24**	**14**	**341**
	Всего:					**33**
	Водозаборные					8
	Наблюдательные водозаборные					25
В консервации		**2**	**6**	**2**	**0**	**10**
Ликвидированные		**25**	**44**	**6**	**2**	**77**
Общий фонд скважин		**388**	**516**	**96**	**31**	**1064**

Далее идет описание фонда и характеристики работы скважин отдельно по территориям.

Территория АО «Тургай-Петролеум»

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г. по контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» и по объектам разработки представлена в таблице 3.2.2.

Как видно из таблицы 3.2.2, пробуренный фонд скважин составлял 670 единиц, из них: добывающих – 284, нагнетательных – 174, наблюдательных – 124, ликвидированных – 70, водозаборных – 18.

Из 284 скважин добывающего эксплуатационного фонда в работе находились 222 скважина, в бездействии – 62 скважины.

Действующий добывающий фонд эксплуатируются фонтанным (19 ед.) и механизированным способом (УЭЦН – 182 ед., ШГНУ – 21 ед.).

Нагнетательный фонд составляет 138 скважин, из них 36 скважин в бездействии.

Динамика фонда скважин месторождения Кумколь АО «ТП» представлена на рисунке 3.2.1. Из рисунка видно, что за анализируемый период (с 01.01.19 г. до 01.01.2024 г), количество действующих добывающих скважин уменьшилось на 51 ед. за счет перевода скважин в бездействующий, нагнетательный и наблюдательный фонды, причины бездействия добывающих скважин являются низкий нерентабельный дебит, высокая

обводненность. При необходимости бездействующие скважины переводят в наблюдательный фонд с целью проведения замеров пластового давления и мониторинга за энергетическим состоянием залежей.

Таблица 3.2.1.2 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект разработки				
		I	II	III	IV	Всего
Фонд добывающих скважин	**Всего**	**110**	**140**	**32**	**2**	**284**
	В т.ч: действующие	**91**	**107**	**23**	**1**	**222**
	Из них: фонтанные	6	11	2	0	19
	ВШНУ	0	0	0	0	0
	УЭЦН	74	86	21	1	182
	СШНУ	11	10	0	0	21
	Бездействующие	**19**	**33**	**9**	**1**	**62**
Фонд нагнетательных скважин	**Всего**	**89**	**58**	**27**	**0**	**174**
	В т.ч: действующие	70	44	24	0	138
	Бездействующие	19	14	3	0	36
Фонд наблюдательных скважин	Наблюдательные**:**	**35**	**83**	**6**	**0**	**124**
Водозаборные	**Всего**					**18**
	Водозаборные					6
	Наблюдательные водозаборные					12
Ликвидированные	**Всего**	**23**	**41**	**6**	**0**	**70**
Общий фонд скважин		**257**	**322**	**71**	**2**	**670**

Причины по бездействующим добывающим и нагнетательным скважинам представлены в таблицах 3.2.1.3 и 3.2.1.4.

Таблица 3.2.1.3 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Сведения о бездействующем добывающим фонде скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

п/п	№ скв	Горизонт	Дата перевода	Примечание	Причины перевода
1	2	3	4	5	6
1	1035	М-I		Высокая обводненность. (Нерентабельная эксплуатация)	
2	1360	М-I	03.02.2022		ОПРС (Нет подачи)
3	1369	М-I	29.11.2021		ОКРС
4	2131	М-I	31.03.2022		ОПРС (Нет подачи)
5	2182	М-I	31.05.2022		Высокая обводненность.
6	1295	М-I	30.12.2023		Высокая обводненность.
7	1359	М-I	31.08.2023		Высокая обводненность.
8	2090	М-I	03.11.2023	Высокая обводненность. (Нерентабельная эксплуатация)	
9	1128	М-I	31.01.2023		Высокая обводненность.

Продолжение таблицы 3.2.1.3

1	2	3	4	5	6
10	415	Ю-I-II	31.12.2023		Высокая обводненность.
11	2249	М-I	02.11.2021		Отсутствие подачи жидкости
12	3087	М-I	31.12.2021		Высокая обводненность.
13	1085	Ю-I-II	31.07.2022		Нет подачи
14	2532	М-I	31.03.2022		ОПРС (Нет подачи)
15	1160	М-I	31.12.2016		Заклин. Нерентабельный ТРС
16	1358	М-I	31.07.2018		Нет подачи. Нерентабельный ТРС
17	2298	М-I	30.09.2018		ОПРС (Нет подачи)
18	1268	М-I	31.10.2018	Нет изоляций. Нерентабельная эксплуатация	
19	1121	М-I	28.02.2019		Нет подачи. Нерентабельная экспл
20	1059	М-I	31.05.2019		Высокая обводненность
21	2117	М-I-II	26.07.2020		Нет подачи. ОПРС
22	2173	Ю-II	30.11.2016		Высокая обводненность
23	3360	Ю-II	30.04.2017		ОПРС (Заклин)
24	2505	Ю-I-II	31.07.2017		Высокая обводненность
25	2158	Ю-III	29.11.2021		Отсутствие сопротивления изоляции
26	2170	Ю-I-II	01.07.2023	Высокая обводненность. (Нерентабельная эксплуатация)	
27	2171	Ю-I-II	30.12.2023	Высокая обводненность.	
28	2264	Ю-I	31.07.2023		Нет подачи
29	2191д	Ю-III	14.01.2022		Нет подачи
30	2355	Ю-III	03.11.02021		Отсутствие подачи жидкости
31	3460	Ю-III	17.03.2022	Высокая обводненность. (Нерентабельная эксплуатация)	
32	2157	Ю-III	30.09.2017		ОПРС (Нет подачи)
33	2358	Ю-I-II	30.09.2017		ОПРС (Нет подачи)
34	2337	Ю-I-II	31.12.2017		Нет подачи. Нерентабельная экспл
35	2365	Ю-I	28.02.2018		ОПРС (Нет подачи)
36	2377	Ю-I	30.12.2023	Высокая обводненность.	
37	2361	Ю-I-II	30.04.2018		ОПРС (Нет подачи)
38	3068	Ю-IV	31.05.2018		ОПРС (Нет подачи)
39	2128	Ю-II	30.11.2023		Высокая обводненность.ОКРС
40	2503	Ю-III	31.12.2018		Высокая обводненность
41	3465	Ю-I-II	31.08.2019		Нет подачи. Нерентабельная экспл
42	2464	Ю-III	31.12.2019		Высокая обводненность
43	3093	Ю-I-II	30.06.2020		ОПРС (Нет подачи)
44	1232	Ю-I-II	30.06.2020		ОПРС (Нет подачи)
45	2349	Ю-III	26.07.2020		Нет изоляции. ОПРС
46	2341	Ю-I	29.11.2021	Высокая обводненность	
47	2348	Ю-I-II	30.12.2023	Высокая обводненность	
48	2436	Ю-I-II	31.12.2021		Нет подачи.ОПРС
49	3079	Ю-I	29.11.2021	Высокая обводненность. (Нерентабельная эксплуатация)	
50	3091	Ю-I-II	31.01.2023	Высокая обводненность.	
51	3094	Ю-I-II	31.07.2023		Нет подачи
52	3096	Ю-I	31.01.2023		Нет изоляции
53	3361	Ю-I	31.12.2023	Высокая обводненность.	
54	1064	Ю-I	31.12.2023	Высокая обводненность.	
55	2417	Ю-I-II	30.11.2023	Периодическая эксплуатация	

Продолжение таблицы 3.2.1.3

56	2433	Ю-I	30.11.2023	Периодическая эксплуатация	
57	2278	Ю-I	30.11.2021	Отсутствие подачи жидкости	
58	2518	Ю-I	31.05.2022		Нет подачи
59	2704	Ю-I	31.07.2023		Нет подачи
60	2714	Ю-I	31.01.2022		Высокая обводненность. ОКРС
61	3102	Ю-I-II	29.11.2021	Отсутствие сопротивления изоляции	
62	3085	Ю-III			

Таблица 3.2.1.4 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Сведения о бездействующем нагнетательном фонде скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

п/п	№ скв	Горизонт	Дата перевода	Примечание	Причины перевода
1	2	3	4	5	6
1	417	М-I-II	31.01.2022		ОПРС
2	1032	М-I-II	02.02.2022		Нарушение колонны.ОКРС
3	1037	М-I	16.05.2023		Заклинивание установки
4	1040	М-I-II	20.04.2023		Заклинивание установки.ОПРС
5	1045	М-I	28.07.2022		ОПРС
6	1076	М-I-II	09.07.2021		Нарушение колонны.КРС
7	1090	М-I	31.08.2017		ОПРС
8	1091	М-I	31.05.2022		ОПРС
9	1092	М-I	10.11.2022		Аварийный забой. ПРС
10	1152	М-II	08.09.2021		Аварийный забой. ПРС
11	1257	М-I	30.04.2022	Влияние на доб.скв.1042,1248	
12	2161	М-I	05.01.2022		Аварийный забой. ПРС
13	2228	М-I-II	31.05.2016		Нет приемистости
14	2314	М-I	10.11.2022		Аварийный забой. ПРС
15	2485	М-I	10.11.2022		Аварийный забой. ПРС
16	3059	М-I	26.04.2023		Аварийный забой. ПРС
17	3074	М-I	21.11.2023		После КРС. Нет проходки
18	3178	М-I	30.04.2022		ОПРС
19	3397	М-I-II+Ю-III	30.11.2021		ОПРС
20	1р	Ю-I-II	31.08.2019		Нет приемистости
21	1104	Ю-I	30.04.2022		ПРС
22	1228	Ю-I-II	10.11.2022		Аварийный забой. ПРС
23	2153	Ю-I-II	31.05.2019		Нет приемистости. ОКРС
24	2164	Ю-I-II	19.10.2021		Заклинивание установки.ОПРС
25	2197	Ю-I-II	31.05.2022		Нет приемистости. ОКРС
26	2218	Ю-I-II	19.05.2021		Нарушение колонны.КРС
27	2289	Ю-I	31.10.2016		Нет приемистости
28	2353	Ю-I-II	26.10.2023		Аварийный забой. ПРС
29	2420	Ю-I	30.06.2022		Нет приемистости
30	2707	Ю-I-II	30.04.2022		Нет приемистости
31	2731	Ю-I	30.06.2022		Нет приемистости
32	2743	Ю-I	31.12.2017		Нет приемистости
33	3097	Ю-I-II	10.11.2022		Аварийный забой. ПРС
34	20р	Ю-III	04.08.2021	После ПРС. Нет проходки	
35	2312	Ю-III	04.05.2022		ОПРС
36	3052	Ю-III	18.06.2023		Аварийный забой. ПРС

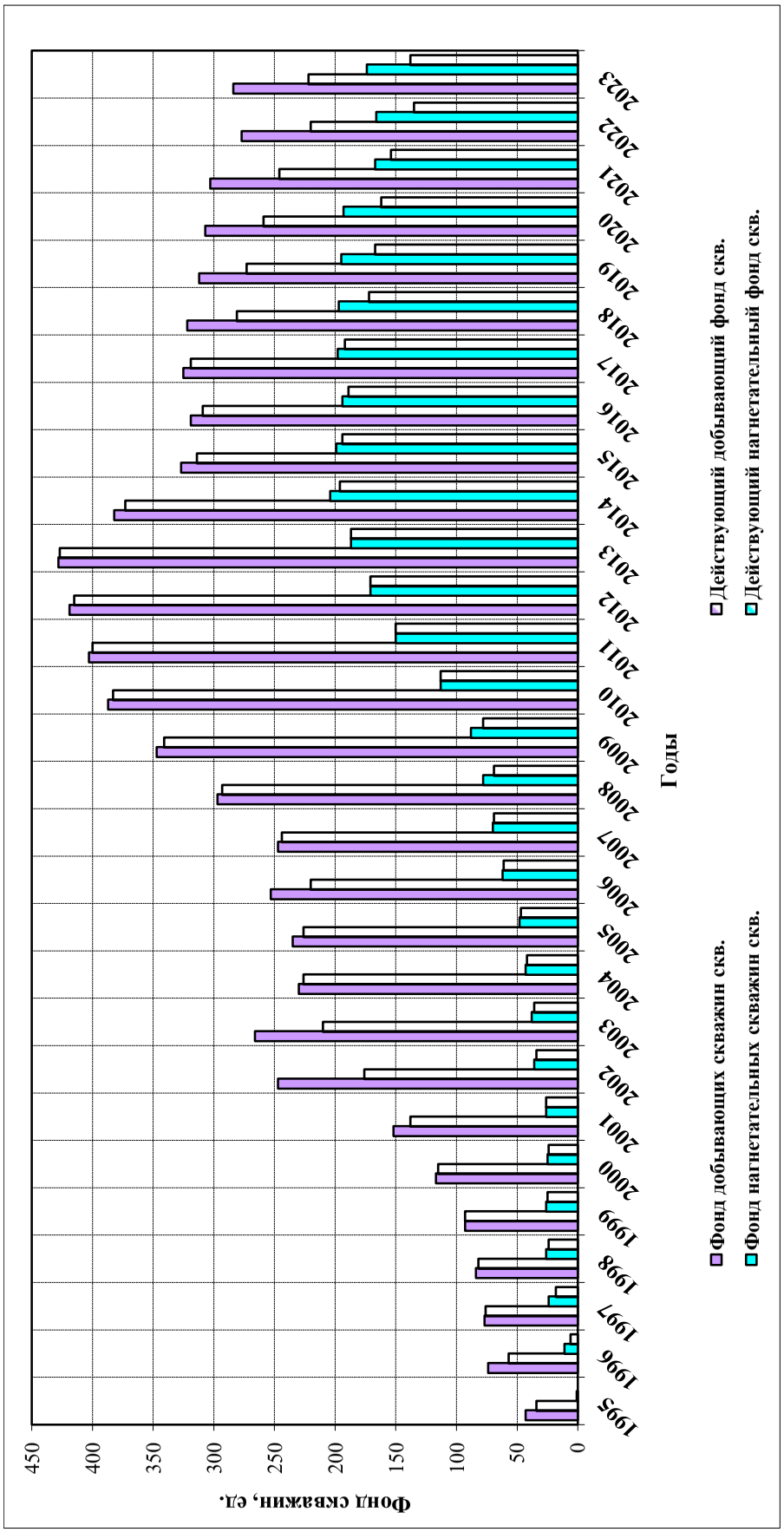
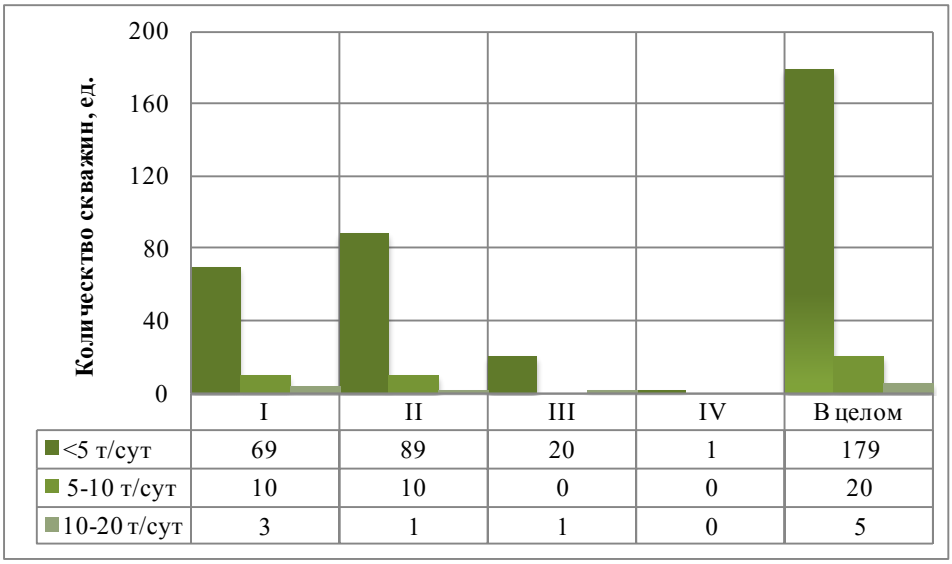


Рисунок 3.2.1.1 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Динамика фонда скважин с начала разработки

Распределение действующего добывающего фонда скважин территории АО «ТП» по дебитам нефти и по объектам разработки представлено на рисунке 3.2.2.

Как видно из рисунка 3.2.2, большая часть скважин (179 скв) работали с дебитом нефти до 5 т/сут, 20 скважины – с дебитом в диапазоне 5-10 т/сут и 5 скважин – с дебитом выше 10 т/сут.



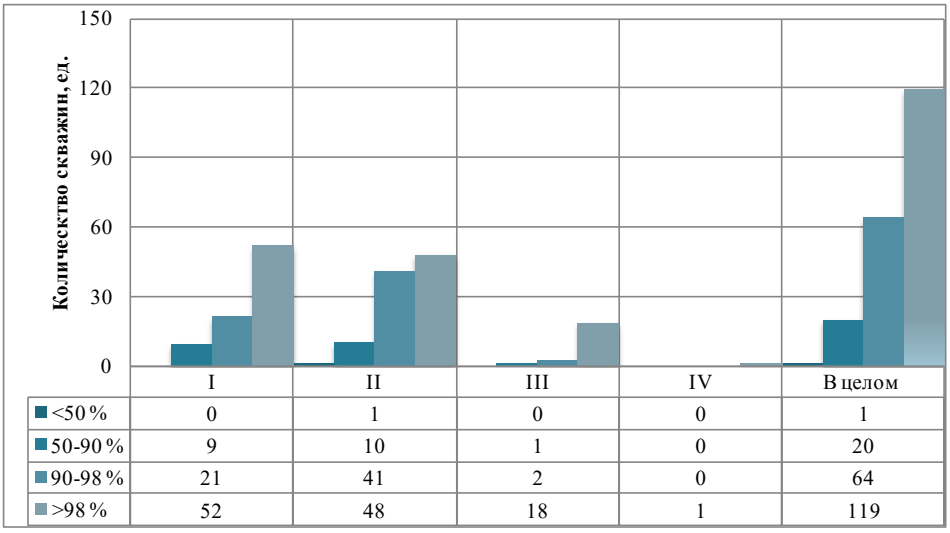
	I	II	III	IV	В целом
<5 т/сут	69	89	20	1	179
5-10 т/сут	10	10	0	0	20
10-20 т/сут	3	1	1	0	5

Рисунок 3.2.1.2 – Территория АО «ТП». Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебиту нефти по состоянию на 01.01.2024 г.

Характеристика текущих дебитов действующих добывающих и приёмистости действующих нагнетательных скважин по объектам разработки показана на картах разработки (приложения 17-20), накопленных отборов и закачек – на картах накопленных отборов и закачек (приложения 24-27).

Распределение скважин действующего добывающего фонда по степени обводнённости нефти по объектам разработки приведено на рисунке 3.2.1.3.

Как видно из рисунка 3.2.1.3, с обводнённостью в диапазоне более 98 % работает большая часть скважин (119 ед.), далее следуют 64 скважин с обводненностью в диапазоне 90-98 %, 20 скважин – с обводненностью от 50 до 90 %.

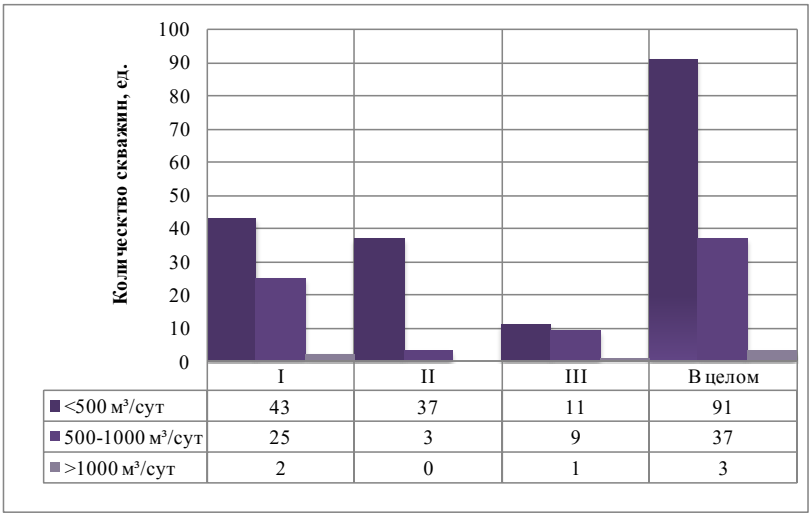


	I	II	III	IV	В целом
<50 %	0	1	0	0	1
50-90 %	9	10	1	0	20
90-98 %	21	41	2	0	64
>98 %	52	48	18	1	119

Рисунок 3.2.1.3 - Территория АО «ТП». Распределение фонда действующих добывающих скважин по обводнённости по состоянию на 01.01.2024 г.

Как видно из рисунка 3.2.1.4, 91 нагнетательные скважины работали с приемистостью ниже 500 м^3/сут (из них большая часть эксплуатируется на I объекте – 43 скв.), 37 скважина работала с приемистостью 500-1000 м^3/сут, с приемистостью выше 1000 м^3/сут работало 3 скважин (из них 2 скважины эксплуатируются на I объекте и 1 скважина на III объекте).

На дату анализа 01.01.2024 г. средняя приемистость составила 421 м^3/сут.



	I	II	III	В целом
<500 м³/сут	43	37	11	91
500-1000 м³/сут	25	3	9	37
>1000 м³/сут	2	0	1	3

Рисунок 3.2.1.4 – Территория АО «ТП». Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости по состоянию на 01.01.2024 г.

На территории АО «ТП» в 5 нагнетательных скважинах (1029, 1075, 2165, 3072, 3397) применяется технология одновременной раздельной закачки (ОРЗ). На дату отчета скважина 3397 находиться бездействии.

Таблица 3.2.1.5 - Территория АО «ТП». Распределение скважин ОРЗ по объектам по состоянию на 01.01.2024 г.

ОРЗ (одновременно раздельная закачка)		
I и II объект	**II и III объект**	**I и III объект**
1029	2165	1075, 3072,

Как видно из таблицы 3.2.1.5, в 2 скважинах (1029,2165) одновременно раздельно закачивают воду на I и II объекты разработки, и также в 2 скважинах (1075, 3072) на I и III объекты разработки. На дату анализа 01.01.2024 г. средняя суммарная приемистость этих скважин составляет 406 м^3/сут (400 м^3/сут в среднем на один объект).

Ниже приводится характеристика и движение фонда скважин месторождения Кумколь по территории АО «ТП» в целом и по объектам разработки по состоянию на 01.01.2024 г.

I объект разработки горизонты (М-I + М-II)

По состоянию на 01.01.2024 г. общий фонд скважин I объекта разработки составил 257 единиц (см. табл. 3.2.1.2), в том числе 110 добывающих скважин, 89 нагнетательных скважин, 35 наблюдательных скважин и 23 ликвидированных скважины.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составил 110 единиц, в том числе 91 действующих скважин и 19 скважины в бездействии.

Основные причины бездействия это – высокая обводненность и низкие нерентабельные дебиты по нефти.

Действующий добывающий фонд эксплуатируются фонтанным (6 скважин) и механизированным способом (УЭЦН – 74, СШНУ – 11).

Нагнетательный фонд I объекта по состоянию на 01.01.2024 г. составил 89 скважины: 70 действующих и 19 бездействующих.

Наблюдательный фонд составил 48скважин.

В 2019 году было введено 3 добывающих скважин (2 – из II объекта (2090, 2347), 1 – из III объекта разработки (3064)). Перевели 2 скважины (1077, 1103) в наблюдательный фонд, 2 нагнетательные скважины (2165, 2305) переведены со II объекта разработки.

В 2020 году было переведено в ликвидированный фонд 1 нагнетательная скважина (2331), в наблюдательный фонд переведена 1 водозаборная скважину (2В3).

В 2021 г. из бездействия введены в работу 2 добывающая скважина (1255, 2131). В наблюдательный фонд переведена 1 добывающая скважина (1084) и 1 нагнетательная (2112).

Со II объекта на I объект разработки переведены 4 нагнетательные скважины (2133, 2199, 2215, 2511).

С наблюдательного фонда на нижележащий горизонт (II объект) переведена 1 скважина (1053).

В ликвидационный фонд перевели 17 нагнетательных скважин (1109, 1116, 2180, 32р, 3СК, 8р, 1083, 1098, 1115, 1122, 1301, 3033, 3037,3201, 1079, 2246, 2308).

В 2022 г. на I объект с нижележащего горизонта Ю-III (III объект) переведена 1 добывающая скважина (3062).

В наблюдательный фонд перевели 8 добывающих скважин (1070, 1294, 1125, 1159, 1247, 1255, 2249, 2258).

В нагнетательный фонд переведены 5 добывающие скважины (1041, 2111, 2145, 3051), а также 1 добывающая скважин (1060) с нижележащего горизонта Ю – I+II (II объект).

В 2023 г. ввели в эксплуатацию 6 добывающих скважин, 1 добывающая (1272) из бездействующего фонда и 5 добывающих (1070, 1103, 1158, 2362, 2383) с наблюдательного.

В наблюдательный фонд перевели 3 добывающие скважины (1044, 2201, 2382) и 1 скважину (2410) с III объекта разработки.

В нагнетательный фонд перевели и введены в эксплуатацию 3 скважины, 1 скважина (1073) с добывающего фонда и 2 скважины (2200, 2378) со II объекта,

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин на дату анализа составил 0,85 д.ед., коэффициент эксплуатации нагнетательного фонда скважин – 0,72 д.ед.

II объект разработки (горизонты Ю-I + Ю-II)

По состоянию на 01.01.2024 г. общий фонд скважин II объекта разработки составлял 322 единиц (см. табл. 3.2.2), в том числе 140 добывающих, 58 нагнетательных, 83 наблюдательных и 41 ликвидированных.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составил 140 единиц – 107 действующих и 33 бездействующих скважин, причинами бездействия скважин являются высокая обводнённость и низкие нерентабельные дебиты по нефти.

Действующий добывающий фонд эксплуатируются фонтанным (11 скважин) и механизированным способом (УЭЦН – 86, СШНУ – 10).

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин на дату анализа составил 0,75 д.ед.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. составил 58 единицу: 44 действующих и 13 бездействующих скважин.

Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин на дату анализа составил 0,80 д.ед.

В 2019 году ввели в работу 1 (1078) добывающую скважину, которая переведена из I объекта разработки. Со II объекта разработки перевели 5 скважин на другие объекты разработки, 2 скважины (2267, 2718) ликвидированы по техническим и геологическим причинам. Также перевели 4 добывающих скважин (2275, 2279, 2281, 3364) в наблюдательный фонд.

В 2020 году введено в эксплуатацию 1 нагнетательная скважина (2371) (перевод из III объекта разработки). Перевели 3 добывающих скважин (2327, 2410, 2476) в наблюдательный фонд, 1 добывающую скважину (2389) в III объект разработки.

В 2021 г. в работу введены 3 добывающие скважины (1053 2274 и 2231), из них скважина 1053 переведена с I объекта, 2274 из наблюдательного, а 2231 из бездействии. В наблюдательный фонд переведена 1 добывающая скважина (1068).

По техническим и геологическим причинам ликвидированы 7 добывающих скважин (2280, 2325, 2350, 2372, 2428, 2492, 3364) и 16 ед. нагнетательных (1240, 1201, 2154, 2209, 2227, 2265, 2283, 2295, 2374, 2404, 2412, 2702, 2706, 3105, 33р).

На I объект переведены 2 нагнетательные скважины (2133, 2199).

В 2022 г. введены в работу 2 добывающие скважины из них 1 скважина (2276) с наблюдательного фонда и 1 скважина (3180) переведена с III объекта.

В наблюдательный фонд перевели 14 добывающих скважин (1068, 1093, 2120, 2326, 2352, 2386, 2387, 2409, 2438, 2442, 2544, 2677, 3367, 3490), а также 5 нагнетательных (2с, 2221, 2277, 2281, 2302).

В 2023 году ввели в эксплуатацию 5 добывающих скважин (1078, 2114, 2176, 2531, 3386) из бездействующего фонда. На II объект с нижележащего горизонта Ю-III переведена 1 добывающая скважина (415). Также в добывающий фонд перевели 11 скважин (1064, 2219, 2225, 2268, 2269, 2310, 2417, 2433, 2437, 2438, 2513) с наблюдательного фонда.

В нагнетательный фонд переведена и введена в эксплуатацию 1 скважина (2281).

III объект разработки (горизонт Ю-III)

По состоянию на 01.01.2024 г. общий фонд скважин III объекта разработки составил 71 единицы (см. табл. 3.2.2), из них 32 добывающие скважины, 27 нагнетательных, 6 наблюдательных и 6 ликвидированных.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составил 32 единиц: 23 действующих и 9 бездействующих.

Действующий добывающий фонд эксплуатируются фонтанным (2 скважин) и механизированным способом (УЭЦН – 21).

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин на дату анализа составил

0,79 д.ед.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. составил 27 единиц: 24 действующих и 3 бездействующие скважины.

За анализируемый период (01.01.2019-01.01.2024 гг.) были ликвидированы 2 добывающие скважины (3078, 3065) и 2 нагнетательные (3077, 3383).

Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин на дату анализа составил 0,68 д.ед.

В 2019 году 2 добывающие скважины (2558, 3078) переведены в наблюдательный фонд. Переведена 1 нагнетательная скважина (3074) на I объект разработки.

В 2020 году введено в эксплуатацию 3 скважины, из них 1 добывающая (перевод из II объекта разработки), 1 добывающая (с бездействующего фонда), 1 добывающая (из наблюдательного фонда). Переведен на II объект разработки 1 добывающая скважина (2371) в нагнетательный фонд.

В 2021 г. 2 добывающие скважины переведены в наблюдательный фонд.

В 2022 г. введена в работу 1 добывающая скважина (2558) с наблюдательного фонда.

В наблюдательный фонд перевели 2 добывающие скважины (2389, 3047) и 1 нагнетательная (2192).

В 2023 г. введены в эксплуатацию 2 добывающие скважины: 1 скважина (3362) с наблюдательного фонда и 1 скважина из бездействия.

В наблюдательный фонд переведена 1 нагнетательная скважина (3092).

IV объект разработки (горизонты Ю-IV + PZ-PR)

Фонд добывающих скважин IV объекта на 01.01.2024 г. составили 2 скважины: 1241 и 3068. Действующих 1 (1241). Скважина 1241 оборудована УЭЦН, скважина 3068 ШГНУ.

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин на 01.01.2024 г. составил 0,98 д.ед.

Объект эксплуатируется на режиме истощения пластовой энергии.

Фонд специальных скважин

В специальный фонд скважин входят 124 наблюдательных и 18 водозаборных. Всего фонд специальных скважин составляет 142 ед.

Территория АО «ПККР»

Характеристика фонда скважин по контрактной территории АО «ПККР» в целом и по объектам разработки по состоянию на 01.01.2024 г. представлена в таблице 3.2.1.6.

Таблица 3.2.1.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект разработки				
		I	II	III	IV+ЮВ	Всего
Фонд добывающий скважин	**Всего**	**42**	**34**	**2**	**11**	**89**
	В т.ч: действующие	**40**	**31**	**2**	**6**	**79**
	Из них: фонтанные	0	2	0	0	2
	ВШНУ	0	0	0	0	0
	УЭЦН	39	25	2	5	71
	СШНУ	1	4	0	1	6
	Бездействующие	**2**	**3**	**0**	**1**	**6**
	В освоении и в обустройстве	0	0	0	4	4
Фонд нагнетательных скважин	**Всего**	**37**	**14**	**3**	**2**	**56**
	В т.ч: действующие	26	14	3	2	45
	Бездействующие	5	0	0	0	5
	В освоении	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин	**Наблюдательные**	**48**	**137**	**18**	**14**	**217**
	Всего					**15**
	Специальные					2
	Водозаборные					13
В консервации		**2**	**6**	**2**		**10**
Ликвидированные		**2**	**3**	**0**	**2**	**7**
Общий фонд скважин		**131**	**194**	**25**	**29**	**394**

Как видно из таблицы 3.2.1.6, на территории АО «ПККР» по состоянию на 01.01.2024 г. общий фонд скважин составил 394 ед., при этом: добывающий фонд составил 89 ед., нагнетательный – 56, наблюдательный фонд – 217, ликвидированный – 7, водозаборные – 15.

Добывающий фонд составил 89 скважины, из них действующих – 79 скважины, 7 скважин в бездействии, причинами являются высокая обводнённость и низкие нерентабельные дебиты по нефти.

Действующий добывающий фонд эксплуатируются фонтанным (2 ед.) и механизированным способом (УЭЦН – 71 ед., ШГНУ – 6 ед.).

Нагнетательный фонд составил 56 скважин, действующих – 45.

Динамика фонда скважин по территории АО «ПККР» представлена на рисунке 3.2.1.5.

Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти по территории АО «ПККР» представлено на рисунке 3.2.1.6.

Как видно из рисунка 3.2.1.6, большая часть скважин (77 %) работали с дебитом нефти до 5 т/сут (из них большая часть эксплуатируется на I объекте), далее идут 16 % скважин с дебитом в диапазоне 5-10 т/сут, 5 % скважин – с дебитом выше 10 т/сут.

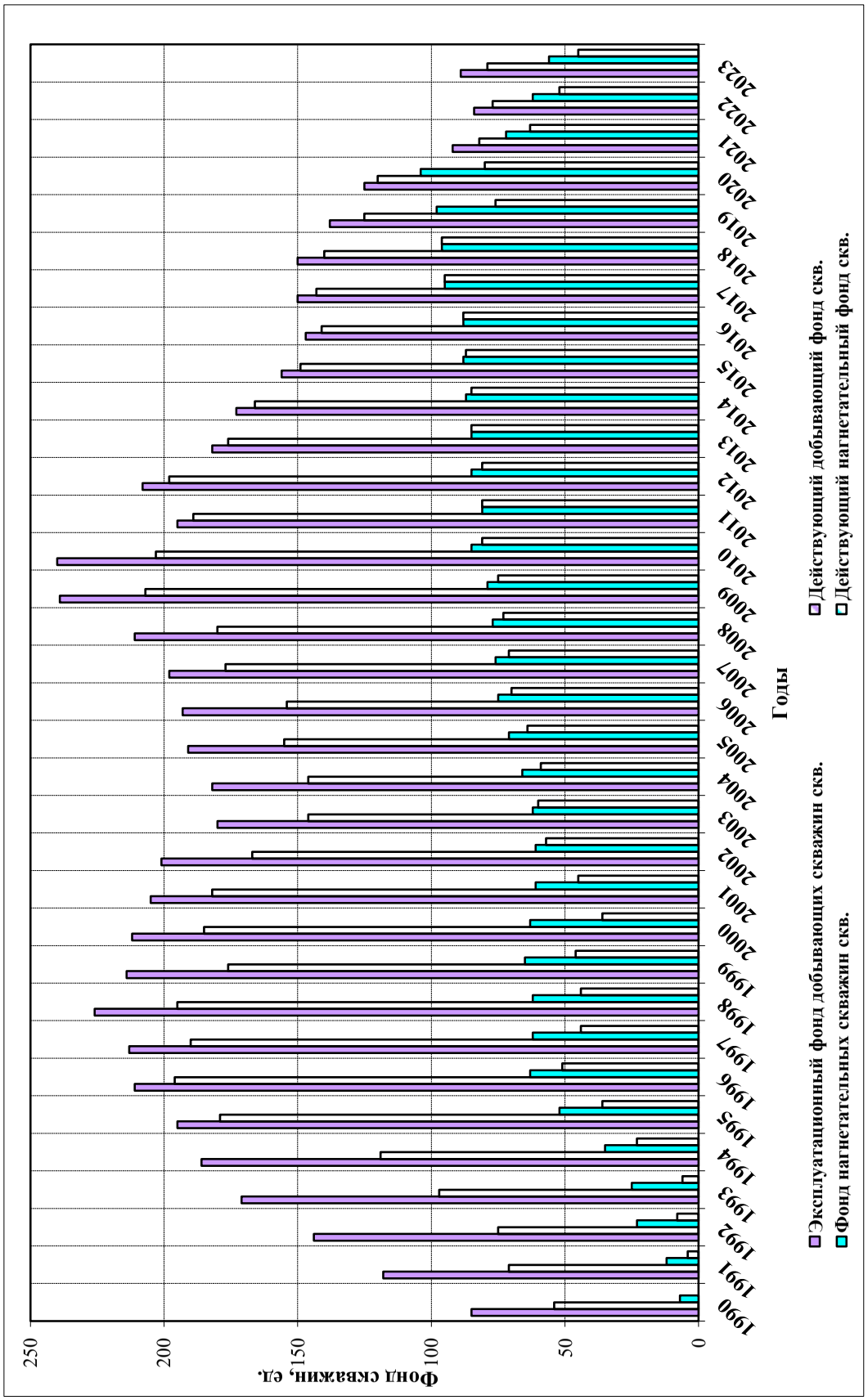
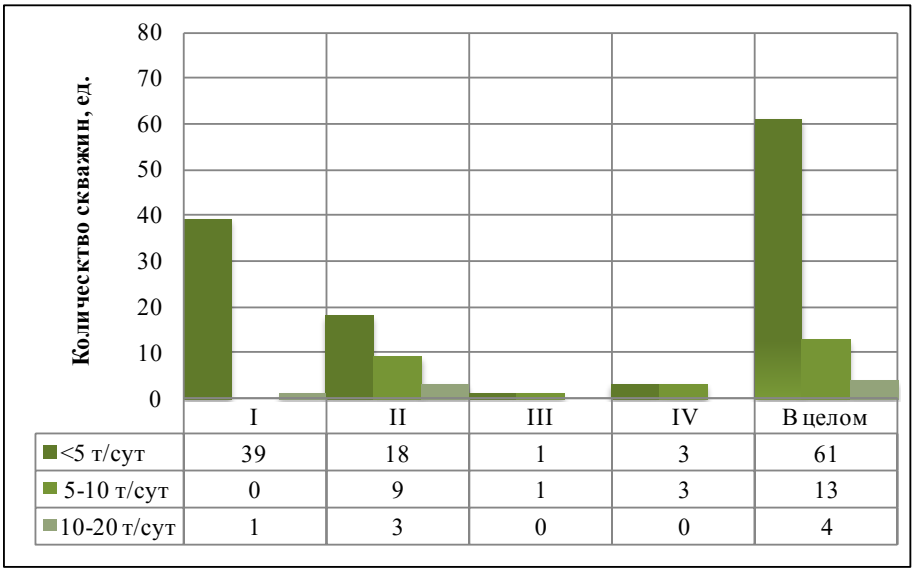


Рисунок 3.2.1.5 – Динамика фонда скважин месторождения Кумколь. Территория АО «ПККР

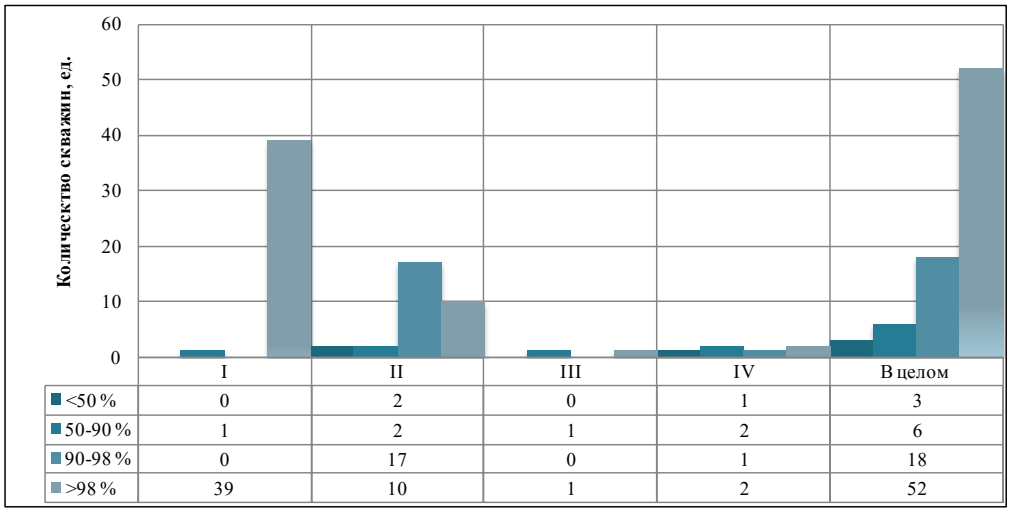


	I	II	III	IV	В целом
<5 т/сут	39	18	1	3	61
5-10 т/сут	0	9	1	3	13
10-20 т/сут	1	3	0	0	4

Рисунок 3.2.1.6 – Территория АО «ПККР». Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебиту нефти по состоянию на 01.01.2024 г.

Характеристика текущих дебитов действующих добывающих и приемистости действующих нагнетательных скважин по объектам разработки показаны на картах разработки (приложения 17-20), накопленных отборов и закачек – на картах накопленных отборов и закачек (приложения 25-27).

Распределение скважин действующего добывающего фонда по степени обводнённости нефти по объектам разработки приведено на рисунке 3.2.1.7.



	I	II	III	IV	В целом
<50 %	0	2	0	1	3
50-90 %	1	2	1	2	6
90-98 %	0	17	0	1	18
>98 %	39	10	1	2	52

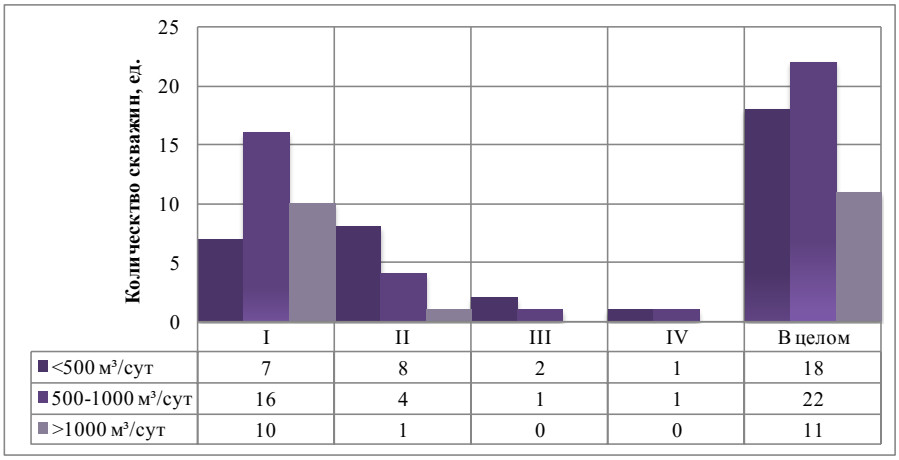
Рисунок 3.2.1.7 - Территория АО «ПККР». Распределение фонда действующих добывающих скважин по обводнённости по состоянию на 01.01.2024 г.

Как видно из рисунка 3.2.1.7, большая часть скважин (66 %) работали с обводненностью более 98 %, далее идут 23 % скважин в диапазоне 90-98 т/сут, 8 % скважин – с обводненностью от 50-90 % и 4 % менее 50 %.

При этом основная часть скважин (39 из 52 скв.) с обводненностью более 98 % эксплуатируются на I объекте.

На рисунке 3.2.1.8 приведено распределение скважин действующего нагнетательного фонда по величине приёмистости по объектам разработки.

Как видно из рисунка 3.2.6, 18 скважины работали с приемистостью ниже 500 м^3/сут, 22 скважины работали с приемистостью 500-1000 м^3/сут (из них большая часть эксплуатируется на I объекте – 16 скв.), с приемистостью выше 1000 м^3/сут работало 11 скважин, из которых 10 ед. эксплуатируется на I объекте.



	I	II	III	IV	В целом
<500 м³/сут	7	8	2	1	18
500-1000 м³/сут	16	4	1	1	22
>1000 м³/сут	10	1	0	0	11

Рисунок 3.2.1.8 – Территория АО «ПККР». Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости по состоянию на 01.01.2024 г.

На дату анализа 01.01.2024 г. средняя приемистость составила 611 м^3/сут (830 – I объект, 353,7 – II объект, 456 – III объект).

На территории АО «ПККР» в 9 нагнетательных скважинах применяется технология одновременной раздельной закачки (ОРЗ) в пласты горизонтов.

Нагнетательная скважина 337 работает на 2 объекте, т.е ведет одновременную закачку на горизонты М-I+Ю-I-II.

Таблица 3.2.1.7 - Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Распределение скважин ОРЗ по горизонтам по состоянию на 01.01.2023 г.

ОРЗ (одновременно раздельная закачка)	
М-I и М-II	**Ю-I и Ю-II**
337, 2065, 4034	1030, 2081, 2801, 4003, 4007

Как видно из таблицы 3.2.1.7, в 3 скважинах осуществляется ОРЗ в пласты М-I и М-II, в пласты Ю-I и Ю-II закачку методом ОРЗ осуществляют 6 скважин.

Ниже приводится характеристика фонда скважин месторождения Кумколь по территории АО «ПККР» по состоянию на 01.01.2024 г. по объектам разработки.

Данный фонд скважин может изменяться в зависимости от текущих условий, т.е. выбываться в бездействующий, простаивающий категории, а также при необходимости в наблюдательный фонд, или добавляться и переходить из одного объекта в другой после работ по переосвоению. При этом количество и номера скважин недропользователь без ограничений в выборе сам определяет руководствуясь техническими возможностями, потенциалом наращивания добычи и экономической рентабельностью.

I объект разработки (горизонты М-I + М-II)

Из 42 скважин эксплуатационного добывающего фонда, действующих 40 скважин, 2 скважин в бездействии. Все скважины действующего добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом (УЭЦН).

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. составил 37 единицу: 26 действующих и 5 бездействующих скважин.

В 2019 г. в нагнетательный фонд переведено 2 скважины (431-с наблюдательного, 1027-с добывающего фонда).

В 2020 г. на I объект в нагнетательный фонд переведены две скважины с нижележащих горизонтов из них: с II объекта 1 скважина (142); с IV объекта - 1 скважина (5014). С добывающего фонда в наблюдательный переведено 9 скважин

Наблюдательный фонд составил 17 скважин.

В 2021 г. 6 добывающих скважин (237, 1019, 1020, 2014, 2314, 2059) переведены в наблюдательный фонд, из них 2 скважины переведены с нижележащих горизонтов: 2014 со II объекта и 2314 с III объекта.

В 2022 г. в добывающий фонд введены 5 скважин (1020, 2059, 2314, 4016, 242) с наблюдательного. Перевели 5 добывающих скважин в наблюдательный.

Ликвидированных скважин – 2 ед.

В 2021 г. в нагнетательный фонд переведена 1 скважина (333) из добывающего фонда.

В 2023 г. введены в эксплуатацию 5 добывающих скважин, из них 2скважины (432, 2070) из бездействующего фонда и 3 скважины (132, 234, 3019) из наблюдательного. Также 2 скважины (144, 2027) переведены с наблюдательного фонда в консервацию.

В наблюдательный фонд перевели 5 скважин.

В эксплуатацию ведены 3 нагнетательные скважины (24р, 152, 2050) из бездействующего фонда

Коэффициент эксплуатации действующих добывающих скважин на дату отчета составил – 0,88 д.ед., действующих нагнетательных – 0,93 д.ед.

II объект разработки (горизонты Ю-I + Ю-II)

Из 34 скважин эксплуатационного добывающего фонда 31 действующих и 3 бездействующих. Причинами бездействия скважин являются высокая обводнённость и нерентабельная эксплуатация. Действующий добывающий фонд эксплуатируются фонтанным (2 скважины) и механизированным способом (УЭЦН – 25, СШНУ – 14).

Ликвидированных скважин – 3 ед.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. составил 14 единиц.

В 2019 г. ввели в работу 14 скважин из наблюдательного фонда. Перевели 15 скважин в наблюдательный фонд.

В 2020 г. ввели в работу 10 скважин из наблюдательного фонда и 3 добывающих скважин (4003, 2122, 5007) перевели в нагнетательный фонд. В наблюдательный фонд перевели 10 скважин.

В 2021 г. 22 скважин переведены в наблюдательный фонд.

В 2022 г. ввели в работу 3 добывающих скважин (238, 2311, 4012) с наблюдательного фонда. Перевели в нагнетательный фонд 1 скважину (2011) с наблюдательного.

В 2023 г. ввели в работу 10 скважин, из них 9 добывающих (3 – из бездействующего фонда, 6 – из наблюдательного) и 1 нагнетательная скважина.

Перевели 4 добывающих (1025, 2010, 2048, 3002) и 4 нагнетательных скважин (408, 2015, 2035, 2075) в наблюдательный фонд, 2 скважины (2011, 5019) перевели на другие объекты.

Наблюдательный фонд составил 137 скважин.

В консервацию перевели 6 скважин (18р, 2084, 2104, 3028, 3069, 4006).

Коэффициент эксплуатации действующих добывающих скважин на дату анализа составлял – 0,92 д.ед., действующих нагнетательных – 0,97 д.ед.

III объект разработки (горизонт Ю-III)

По состоянию на 01.01.2024 г. фонд добывающих скважин III объекта составил 2 ед,. которые эксплуатируются механизированным способом УЭЦН.

Наблюдательный фонд составил 18 скважин.

Нагнетательный фонд скважин по состоянию составил 3 ед.

В 2019 было переведено 3 скважины в наблюдательный фонд.

В 2020 г. в марте скважину 4032 перевели в наблюдательный фонд, в мае скважину обратно ввели в работу.

В 2021 г. были переведены 3 скважины (3025, 4022, 3054) в наблюдательный фонд.

В 2022 г. 2 добывающие скважины (4022, 3004) переведены в наблюдательный фонд.

Также с наблюдательного фонда введена в работу 1 добывающая скважина (4032).

В 2023 г. ввели в работу 2 нагнетательные скважины 3042 и 3070 из бездействия.

Перевели 1 скважину (323) в наблюдательный фонд, 2 скважины (9р, 1007) в консервацию.

Коэффициент эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда скважин составил 0,97 и 0,72 д.ед.

IV объект разработки (горизонты Ю-IV + PZ-PR, Юго-Восточная часть)

Фонд добывающих скважин по IV объекту разработки который, также включает Юго-Восточную часть Кумколя, согласно действующему проектному документу «[ДкПР»], на дату отчета (01.01.2024 г.) составил 11 добывающих скважин. Все действующие скважины эксплуатируются механизированным способом: 5– УЭЦН и 1 – ШГНУ.

Ликвидированных – 2 скважины.

Наблюдательный фонд составил 14 скважин.

В 2020 г. было введено в эксплуатацию 1 скважина (2122) из наблюдательного фонда, затем 3 добывающих скважин (2122, 4030, 5016) перевели в наблюдательный фонд. Скважина 2122 переведена в нагнетательный фонд II объекта.

В 2021 г. из бездействия введена скважина 5020.

2022 г. скважина 5014 введена в работу из наблюдательного фонда.

На Юго-Восточной части в феврале 2022 г. в эксплуатацию из консервации были введены 5 добывающих скважин (КР25, КР26, КР41, КР27, КР40).

Согласно действующему проектному документу «[32], на Юго-Восточной части пробурено 5 эксплуатационных скважин (5031, 5032, 5033, 5034, 5035). По состоянию на 01.01.2024 г. 1 скважина (5032) находиться в нагнетательном фонде, а остальные 4 скважины (5031, 5033, 5034, 5035) в освоении.

В 2023 г. ввели в работу 1 добывающую скважину (КР26), в наблюдательный фонд перевели 3 скважины (КР27, 2000, 5014).

В 2023 г. под закачку перевели 1 скважину - КР40.

Коэффициент эксплуатации действующих добывающих скважин – 0,85 д.ед.

Фонд специальных скважин

В специальный фонд скважин входят 232 наблюдательных и 15 водозаборных скважин. Всего по состоянию на 01.01.2024 г. фонд специальных скважин составляет 217 единиц.

Выводы:

По месторождению в целом:

- Пробуренный фонд скважин составил 1064 единицы, из них: добывающих – 373, нагнетательных – 230, наблюдательных – 374, ликвидированных – 77, водозаборных – 33.
- В действующем добывающем фонде скважины эксплуатируются механизированным способом, из них: оборудованы электроцентробежными насосами (УЭЦН) – 253, штанговыми глубинно-насосными установками (ШГНУ) – 27.
- На дату составления отчета средний дебит по нефти составил 3,6 т/сут, средняя обводненность 98,8 %, средняя приемистость 536,4 м^3/сут.
- Основные причины бездействия скважин это – отсутствие подачи жидкости, высокая обводненность и нерентабельно низкий дебит.

Территория АО «ТП»:

- Пробуренный фонд скважин составил 670 единиц, из них добывающих – 284, нагнетательных – 174, наблюдательных – 124, ликвидированных – 70, водозаборных – 18.
- В действующем добывающем фонде все скважины эксплуатируются механизированным способом, из них: оборудованы УЭЦН – 199 и ШГНУ – 21.
- За анализируемый в отчете период в наблюдательный фонд были переведены 20 скважин по причинам высокой обводненности и нерентабельного дебита.
- На дату составления отчета средний дебит составил 3,4 т/сут, средняя обводненность 98,9 %, средняя приемистость нагнетательных скважин – 501,2 м^3/сут.
- На территории АО «ТП» в 5 нагнетательных скважинах применяется технология одновременной раздельной закачки (ОРЗ). На дату анализа 01.01.2024 г. средняя суммарная приемистость этих скважин составляет 406 м^3/сут (400 м^3/сут в среднем на один объект). Рекомендуется продолжить проведение мероприятия по переводу нагнетательных скважин под ОРЗ.

Территория АО «ПККР»:

- Пробуренный фонд скважин составил 394 единицы, из них добывающих – 89, нагнетательных – 56, наблюдательных – 217, ликвидированных – 7, водозаборных – 15.

- Действующий добывающий фонд эксплуатируются механизированным способом (УЭЦН – 71 ед., ШГНУ – 6 ед.).
- За анализируемый в отчете период в наблюдательный фонд были переведены 60 скважин по причинам высокой обводненности и нерентабельного дебита.
- На дату составления отчета средний дебит составил 4,1 т/сут, средняя обводнённость 98,8 %, средняя приемистость нагнетательных скважин –610 $м^3$/сут.
- На территории АО «ПККР» в 8 нагнетательных скважинах применяется технология одновременной раздельной закачки (ОРЗ) в пласты горизонтов. Рекомендуется продолжить проводить мероприятия по переводу нагнетательных скважин под ОРЗ.

3.2.2 Динамика технологических показателей разработки

Промышленная разработка месторождения Кумколь началась в 1990 г.(более 30 лет).

В настоящее время месторождение находится на четвертой (завершающей) стадии разработки, которая характеризуется снижением добычи нефти, высокой обводненностью и истощением запасов.

С 1991 г. месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления путем площадной закачки воды по избирательной схеме размещения нагнетательных скважин. I, II, III объекты разрабатываются с ППД с нагнетанием попутно-добываемой воды, на IV объекте закачка началась в конце 2023 г.

Основные технологические показатели в целом по месторождению за период анализа 2019-2023 гг. представлены в таблице 3.2.2.1.

Как видно из таблицы 3.2.2.1, по состоянию на 01.01.2024 г. в целом по месторождению Кумколь наблюдается тенденция снижения добычи нефти и роста обводненности жидкости, что характерно для последней стадии разработки. Всего добыто 84224 тыс.т нефти, 797045 тыс.т жидкости 7693 млн.м^3 растворенного в нефти газа. Отобрано от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти 91 % при текущей обводненности продукции 98,8 %. Текущий КИН - 0,502 д.ед.

В 2019 г. годовая добыча составила: 600,6 тыс.т нефти, 44330,6 тыс. т жидкости и 84,9 млн.м^3 нефтяного газа. Фонд добывающих скважин составил 450 ед. Действующие добывающие скважины работали со средним дебитом нефти 4,4 т/сут и обводненностью 98,6 %. Среднегодовая приемистость нагнетательной скважины составила 532,7 м^3/сут.

В 2020 г. отобрано 527 тыс.т нефти, 40414,6 тыс.т жидкости и 68,2 млн.м^3 нефтяного газа. Фонд добывающих скважин составил 432 ед. Средний дебит нефти по действующим скважинам снизился и составил 3,8 т/сут, обводненность - 98,7 % Среднегодовая приемистость нагнетательной скважины составила 481,6 м^3/сут.

В 2021 г. добыча нефти составила 461,3 тыс.т при эксплуатации 395 добывающих скважин, средний дебит по нефти на 1 действующую скважину составил 3,7 т/сут. Добыча жидкости составила 39269,3 тыс.т, средний дебит по жидкости на конец года – 315,4 т/сут. Среднегодовая приемистость нагнетательной скважины составила 492,9 м3/сут.

Добыча нефти в 2022 г. составила 380,7 тыс.т при эксплуатации 362 добывающих скважин, средний дебит по нефти на 1 действующую скважину – 3,5 т/сут. Добыча жидкости составила 32953,8 тыс.т, средний дебит по жидкости – 306,5 т/сут. Обводненность - 98,8 % Среднегодовая приемистость нагнетательной скважины

составила 487,7 $м^3$/сут.

В 2023 г. добыча по нефти составила 329,7 тыс.т, по жидкости 28504 тыс.т. и по нефтяному газу 42 млн.$м^3$. Фонд добывающих скважин составил 373 ед. Средний дебит по нефти на 1 действующую скважину составил 3,6 т/сут, обводненность – 98,8 %. Среднегодовая приемистость нагнетательной скважины составила 536,4 $м^3$/сут.

Таблица 3.2.2.1 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки за период 2019- 2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	600,6	527	461,3	380,7	329,7
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	600,6	527	461,3	380,7	329,7
из новых скважин	тыс. т	0	0	0,0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	82466	82993	83513	83894	84224
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,495	0,499	0,499	0,502	0,504
Добыча жидкости	тыс. т	44331	40415	39269	32954	28504
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	44331	40415	39269	32954	28504
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	655785	696200	735588	768542	797045
Закачка воды	тыс.$м^3$	46073,5	41656	39797	33539	29785
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	666969	708625	748422	781961	811746
Обводненность среднегодовая	%	98,6	98,7	99,0	98,9	98,8
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	98,6	98,7	99,0	98,9	98,8
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	84,3	68,2	57,3	40,6	42
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	7468,4	7537	7610,3	7651,0	7693
Газовый фактор	$м^3$/т	141,4	129,3	109,3	108,7	128
Фонд добывающих скважин	ед.	450	432	303	362	373
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	398	379	246	297	301
Фонд нагнетательных скважин	ед.	293	297	239	227	230
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	243	242	217	187	183
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	103	102	101	101	104
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4,4	3,8	3,7	3,5	3,6
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	321,4	467,3	315,4	306,5	311,8
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	532,7	481,6	492,9	487,7	536,4
Темп отбора от НИЗ	%	0,6	0,6	0,5	0,4	0,36
Темп отбора от ТИЗ	%	6	5,6	5,0	4,3	3,7
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	89,2	89,8	90,1	90,5	91
Коэффициент экспл. добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,83
Коэффициент экспл. нагнетательных скважин	д.ед.	0,98	0,98	0,95	0,83	0,83

Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2024 г. составляла 84224,1 тыс.т, жидкости – 797045 тыс.т. Текущий КИН – 0,504 д.ед.

Накопленная закачка воды составляла 811746,2 тыс.$м^3$. Стоит отметить, что накопленная добыча учитывается с Юго-Восточной частью месторождения Кумколь. Ниже приведена характеристика основных технологических показателей разработки по

объектам.

Динамика основных технологических показателей разработки с начала разработки до 01.01.2024 г. в целом по месторождению показана на рисунке 3.2.2.1.

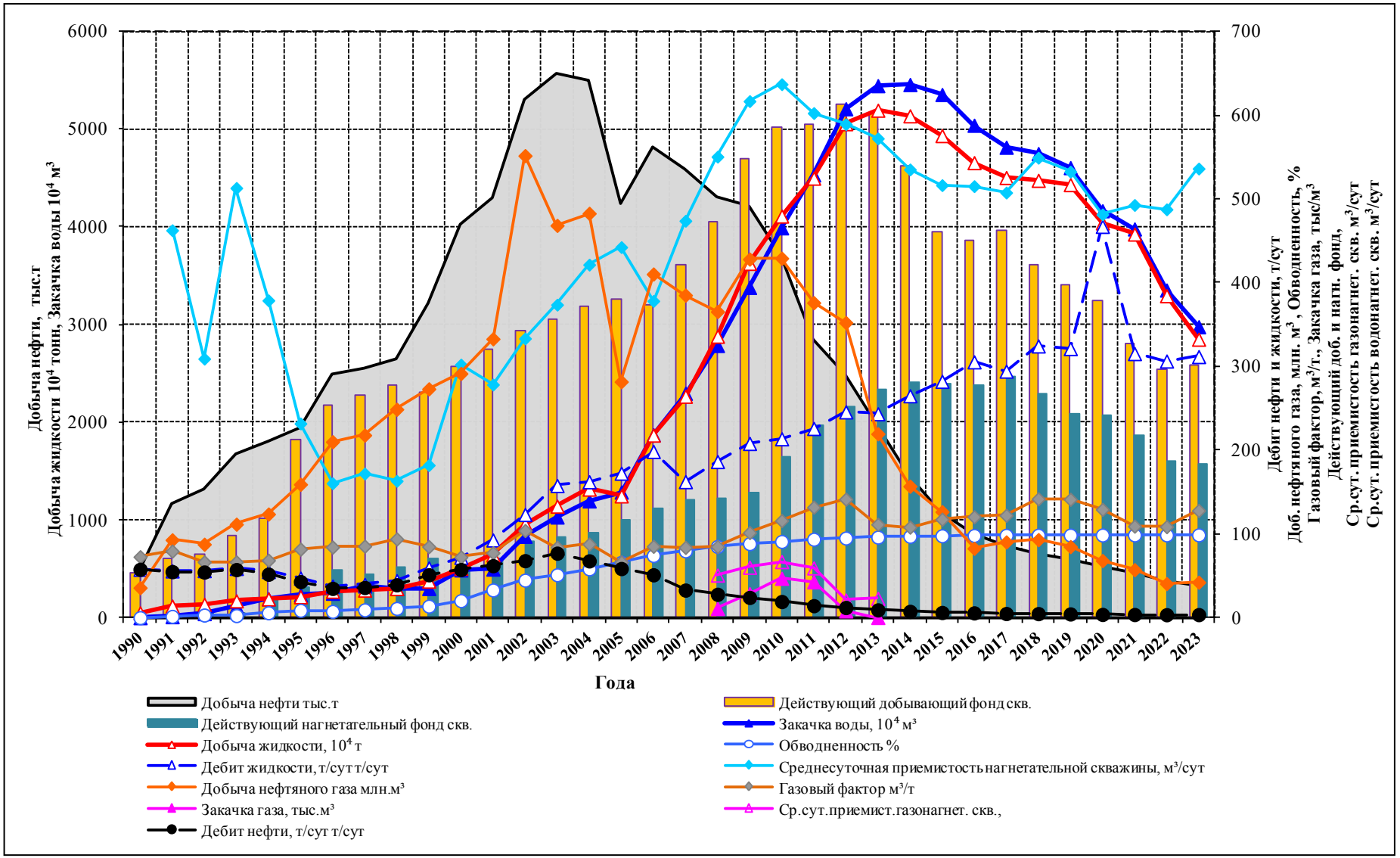


Рисунок 3.2.2.1 – Месторождение Кумколь. Динамика основных технологических показателей с начала разработки

Объект I

Основные технологические показатели разработки I объекта представлены в таблице 3.2.2.2.

В 2019 г. добыча составила 256,8 тыс.т нефти, 25877,4 тыс.т жидкости и 3,87 млн.м^3 нефтяного газа. Отбор осуществлялся 164 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 4,3 т/сут и обводненностью – 99 %.

В 2020 г. добыча составила 219,4 тыс.т нефти, 23805,7 тыс.т жидкости и 3,18 млн.м^3 нефтяного газа. Добывающий фонд составил 175 ед. Действующие скважины эксплуатировались со средним дебитом нефти 3,9 т/сут и обводненностью – 99,1 %.

В 2021 г. добыча нефти составляла 186,3 тыс.т, средний дебит по нефти – 3,5 т/сут. Добыча жидкости составляла 23785,8 тыс.т, при среднем дебите по жидкости – 448,2 т/сут. Обводненность среднегодовая составляла 99,2 %. Добыча газа составляла 2,64 млн.м. Газовый фактор составлял 14,2 м^3/т.

В 2022 г. добыча нефти составила 158,4 тыс.т, средний дебит по нефти – 3,4 т/сут. Добыча жидкости составляла 20555,4 тыс.т, средний дебит по жидкости – 437,8 т/сут. Обводненность составила 99,2 %. Добыча газа составляла 2,05 млн.м^3, газовый фактор – 12,9 м^3/т.

В 2023 г. добыча составила 136,6 тыс.т нефти, 17509 тыс.т жидкости и 1,8 млн.м^3 нефтяного газа. Отбор осуществлялся 131 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 3,3 т/сут и обводненностью – 99,2 %.

Закачка воды составляла 20213 тыс.м^3 при эксплуатации 96 нагнетательных скважин. Среднегодовая приемистость нагнетательной скважины составила 702 м^3/сут.

Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2024 г. составляла 30923 тыс.т, жидкости – 431936 тыс.т, газа –333 млн.м^3.

Текущий КИН - 0,543 д.ед. Отбор от НИЗ - 93,3 %.

Карта накопленных отборов и закачки представлены в графическом приложении 24.

Таблица 3.2.2.2 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки I объекта за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	256,8	219,4	186,3	158,4	136,6
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	256,8	219,4	186,3	158,4	136,6
из новых скважин	тыс. т	0,0	0,0	0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	30222	30441	30628	30786,1	30923
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,531	0,535	0,538	0,541	0,543
Добыча жидкости	тыс. т	25887	23806	23786	20555,4	17509
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	25887	23806	23786	20555,4	17509
из новых скважин	тыс. т.	0	0,0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	346280	370086	393871	414427	431936
Закачка воды	тыс.м^3	27633	24266	24485	21850	20213
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	339200	363466	387951	409801	430014
Обводненность среднегодовая	%	99,0	99,1	99,2	99,2	99,2
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	99,0	99,1	99,2	99,2	99,2
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	3,9	3,2	2,6	2,0	1,8
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	323	326,1	329	331	333
Газовый фактор	м^3/т	15,1	14,5	14,2	12,9	13,0
Фонд добывающих скважин	ед.	177	175	165	151	152
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	164	159	142	131	131
Фонд нагнетательных скважин	ед.	133	138	120	123	126
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	109	114	110	103	96
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	106	102	103	106	115,2
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4,3	3,9	3,5	3,4	3,3
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	434,4	424,4	448,2	437,8	426,9
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	643,1	633,3	635,2	636,4	701,4
Темп отбора от НИЗ	%	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
Темп отбора от ТИЗ	%	8,1	8,1	7,4	6,7	5,8
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	91,1	91,8	92,4	92,8	93,3
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,92	0,88	0,88	0,85	0,74
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,89	0,76	0,88	0,76	0,82

Объект II

Основные технологические показатели разработки II объекта за период 2019-2023 гг. представлены в таблице 3.2.2.3.

В 2019 г. добыча составила 272,8 тыс.т нефти, 13131 тыс.т жидкости и 61 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 191 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 3,9 т/сут и обводненностью – 97,9 %.

В 2020 г. добыча составила 249,9 тыс.т нефти, 12002,4 тыс.т жидкости и 51 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 178 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 3,7 т/сут и обводненностью – 97,9 %.

В 2021 г. добыча нефти составляла 222 тыс.т при эксплуатации 186 добывающих

скважин, средний дебит одной добывающей скважины по нефти составил 3,9 т/сут. Добыча жидкости составляла 10929,7 тыс.т, средний дебит по жидкости – 190,9 т/сут. Закачка воды составляла 9269,6 тыс.м3 при эксплуатации 86 нагнетательных скважин.

Средняя приемистость нагнетательной скважины составляла 300,0 $м^3$/сут.

Текущая компенсация отборов жидкости составляла 84 %. Обводненность среднегодовая составляла 98 %.

Добыча газа в 2021 г. составляла 42,4 млн.$м^3$. Газовый фактор составлял 191 $м^3$/т.

Добыча нефти в 2022 г. составила 174,7 тыс.т при эксплуатации 164 добывающих скважин, со средним дебитом одной добывающей скважины по нефти – 3,6 т/сут. Добыча жидкости составляла 8910,4 тыс.т, со средним дебитом одной добывающей скважины по жидкости – 184 т/сут. Обводненность среднегодовая составляла 98 %. Добыча газа составляла 27 млн.$м^3$, газовый фактор – 155 $м^3$/т.

В 2023 г. добыча нефти составила 151 тыс.т, средний дебит по нефти – 3,8 т/сут. Добыча жидкости составляла 7666 тыс.т, средний дебит по жидкости – 194 т/сут. Обводненность составила 98 %. Добыча газа составляла 29 млн.$м^3$, газовый фактор – 191 $м^3$/т.

Закачка воды составляла 5361 тыс.$м^3$ при эксплуатации 58 нагнетательных скважин. Средняя приемистость нагнетательной скважины составляла 270 $м^3$/сут.

Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2024 г. составляла 38235 тыс.т, жидкости – 250844 тыс.т, газа – 5244 млн.$м^3$. Накопленная закачка воды составляла 316750,2 тыс.$м^3$.

Текущий КИН – 0,502 д.ед. Отбор от НИЗ – 89 %.

Карта разработки и карта накопленных отборов и закачки представлены в графических приложениях 19 и 25.

Таблица 3.2.2.3 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки II объекта за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	272,8	249,9	222,0	174,7	150,8
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	272,8	249,9	222,0	174,7	150,8
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	37438	37688	37909,7	38084	38235
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,492	0,495	0,498	0,500	0,502
Добыча жидкости	тыс. т	13131	12002	10930	8910	7666
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	13131	12002	10930	8910	7666
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0,0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	211336	223338	234268	243178	250844
Закачка воды	тыс.м^3	11986	11379	9270	6782	5360,8
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	214598	225977	235247	242028	247389
Обводненность среднегодовая	%	97,9	97,9	98,0	98,0	98,0
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	97,9	97,9	98,0	98,0	98,0
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	61	51	42,4	27,0	28,8
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	5095,3	5146,3	5188,7	5215,7	5244
Газовый фактор	м^3/т	223	204	191,0	155	191
Фонд добывающих скважин	ед.	223	210	186	165	174
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	191	178	153	133	138
Фонд нагнетательных скважин	ед.	125	124	86	74	72
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	102	95	76	59	58
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	91	94	84	76	69,5
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	3,9	3,7	3,9	3,6	3,8
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	187,2	180	190,9	183,9	193,8
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	299,4	314,4	300,0	272,6	269,9
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	5,1	4,9	4,5	3,7	3,2
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	87,5	88,1	88,6	89,0	89
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,87	0,87	0,95	0,95	0,79
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,91	0,94

Объект III

Основные технологические показатели разработки III объекта за период 2019–2023 гг. представлены в таблице 3.2.2.4 .

В 2019 г. добыча составила 56,2 тыс.т нефти, 5063 тыс.т жидкости и 15,5 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 36 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 4 т/сут и обводненностью – 98,9 %.

В 2020 г. добыча составила 46,3 тыс.т нефти, 4325,1 тыс.т жидкости и 12,6 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 37 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 3,5 т/сут и обводненностью – 98,9 %.

Таблица 3.2.2.4 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки III объекта за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	56,2	46,3	41,2	31,9	28,2
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	56,2	46,3	41,2	31,9	28,2
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0,0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	13941	13987	14028	14060	14089
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,477	0,478	0,480	0,481	0,482
Добыча жидкости	тыс. т	5063	4325	4203	3115	2899,5
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	5063	4325	4203	3115	2899,5
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0,0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	94343	98668	102871	105986	108885
Закачка воды	тыс.м^3	6454,9	6011	6042	4908	4187,5
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	112627	118637	124679	129587	133774
Обводненность среднегодовая	%	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	15,5	12,6	10,8	7,8	8,5
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	1890	1902,6	1913,4	1921,2	1930
Газовый фактор	м^3/т	276	272	263	244,5	303,2
Фонд добывающих скважин	ед.	42	42	37	33	34
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	36	37	29	24	25
Фонд нагнетательных скважин	ед.	35	35	33	33	30
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	32	33	31	28	27
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагент. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	127	138	143	157	143,6
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4	3,5	3,3	3,6	3,6
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	357,7	328	341,1	352,5	373,7
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	521,5	503,2	535,1	513,8	617,4
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	3,7	3,3	91,0	2,4	2,1
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	90,5	90,8	91,0	91,3	91
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,93	0,95	0,95	0,85
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,94	0,79	0,69

В 2021 г. добыча нефти составляла 41,2 тыс.т, средний дебит по нефти – 3,3 т/сут. Добыча жидкости составляла 4203 тыс.т, средний дебит по жидкости – 341 т/сут.

Обводненность среднегодовая составляла 99,0 %. Добыча газа за 2021 г. составляла 10,8 млн.м^3. Газовый фактор составлял 263 м^3/т.

В 2022 г. добыча нефти в составила 31,9 тыс.т, средний дебит по нефти – 3,6 т/сут. Добыча жидкости составляла 3115 тыс.т, средний дебит одной добывающей скважины по жидкости составил 352,5 т/сут. Добыча газа составила 7,8 млн.м3, газовый фактор – 244 м^3/т. Обводненность – 99,0 %.

В 2023 г. добыча нефти составила 28,2 тыс.т, средний дебит по нефти – 3,6 т/сут. Добыча жидкости составляла 2899,5 тыс.т, средний дебит по жидкости – 373,7 т/сут.

Обводненность – 99 %. Добыча газа составляла 8,5 млн.м^3, газовый фактор – 303 м^3/т.

Закачка воды составляла 4187,5 тыс.м^3 при эксплуатации 27 нагнетательных скважин. Средняя приемистость нагнетательной скважины составляла 617 м^3/сут.

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти, жидкости и газа составила 14089 тыс.т, 108885 тыс.т и 1930 млн.м^3, соответственно.

Текущий КИН – 0,482 д.ед. Отбор от НИЗ – 91,4 % (таблица 3.2.2.4).

Карта разработки и карта накопленных отборов и закачки представлены в графических приложениях 20 и 26.

Объект IV

Основные технологические показатели разработки IV объекта за период 2019-2023 гг. представлены в таблице 3.2.2.5.

Таблица 3.2.2.5 – Месторождение Кумколь. Основные технологические показатели разработки IVобъекта за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	14,9	11,5	11,9	15,7	14,13
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	14,9	11,5	11,9	15,7	14,13
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	865,3	876,8	947,8	963,5*	977,6
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,21	0,21	0,191	0,194	0,197
Добыча жидкости	тыс. т	250	281,4	350,4	373,3	429,1
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	250	281,4	350,4	373,3	429,1
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	3823,6	4105	4576,7	4950	5379,1
Закачка воды	тыс.м^3	0	0	0	0	24,1
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	545	545	545	545	569,12
Обводненность среднегодовая	%	94,1	95,9	96,6	95,8	96,7
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	94,1	95,9	96,6	95,8	96,7
из новых скважин	%	0	0	0	0	
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	4,6	1,4	1,47	3,71	3,19
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	160,1	161,5	179,5	183,21	186,40
Газовый фактор	м^3/т	308	125	124,0	236,2	225,5
Фонд добывающих скважин	ед.	9	5	7	13	13
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	7	5	4	9	7
Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	1	2
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	0	0	0	0	2
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5,6	5,8	6,4	4,8	4,59
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	93,9	141,9	188,4	113,9	139,3
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	0	0	0,0	0,0	360,0
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	1,4	1,1	0,9	1,2	1,06
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	8	6,6	3,0	4,2	3,8
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	82,4	83,5	70,8	72,0	73,0
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,98	0,95	0,95	0,95	0,88

*накопленная добыча с учетом добычи по ЮВ

В 2019 г. добыча составила 14,9 тыс.т нефти, 250 тыс.т жидкости и 4,6 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 7 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 5,6 т/сут и обводненностью – 94 %.

В 2020 г. добыча составила 11,5 тыс.т нефти, 281,4 тыс.т жидкости и 1,4 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 5 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 5,8 т/сут и обводненностью – 95,9 %.

В 2021 г. добыча нефти составляла 11,9 тыс., средний дебит по нефти – 7,9 т/сут. Добыча жидкости составляла 350,4 тыс.т, при среднем дебите по жидкости – 234,3 т/сут.

Обводненность среднегодовая составляла 96,6 %. Добыча газа - 1,47 млн.м^3. Газовый фактор – 124 м^3/т.

В 2022 г. добыча нефти показана с учетом добычи с Юго-Восточной частью месторождения Кумколь.

Добыча нефти составила 15,7 тыс.т., средний дебит по нефти 4,8 т/сут. Добыча жидкости составляла 373,3 тыс.т, средний дебит по жидкости – 113,9 т/сут. Добыча газа составляла на 01.01.2023 г. составила 3,71 млн.м^3, газовый фактор – 236,2 м^3/т. Обводненность среднегодовая составляла 95,8 %.

В 2023 г. добыча составила 14,1 тыс.т нефти, 429 тыс.т жидкости и 3,2 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 7 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 4,6 т/сут и обводненностью – 96,7 %.

Закачка воды составляла 24 тыс.м^3 при эксплуатации 2 нагнетательных скважин. Средняя приемистость нагнетательной скважины составляла 360 м^3/сут.

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча с учетом добычи с Юго-Восточной части месторождения Кумколь составила 977,6 тыс.т, нефти, 5379 тыс.т жидкости и 186,4 млн.м^3, газа соответственно.

Текущий КИН – 0,197 д.ед. Отбор от НИЗ – 73 % (см. таблицу 3.2.2.5).

Территория АО Тургай-Петролеум»

В таблице 3.2.2.6 приведены основные технологические показатели разработки месторождения Кумколь территории АО «Тургай-Петролеум» за 2019 –2023 гг.

В 2019 г. добыча составила 368,9 тыс.т нефти, 30763 тыс.т жидкости и 38,8 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 273 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 3,7 т/сут и обводненностью – 98,8 %.

В 2020 г. добыча составила 315,9 тыс.т нефти, 27974,2 тыс.т жидкости и 34,5 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 259 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом

нефти 3,3 т/сут и обводненностью – 98,9 %.

Добыча нефти в 2021 г. составляла 286 тыс.т., средний дебит по нефти – 3,2 т/сут. Добыча жидкости составляла 27485,4 тыс.т, средний дебит по жидкости – 304,5 т/сут.

Обводненность среднегодовая составляла 99,0 %. Добыча газа за 2021 г. составляла 31,3 млн.м^3. Газовый фактор составлял 109 м^3/т.

Фонд добывающих скважин составлял 303 ед., из них действующих 246 ед. Фонд нагнетательных скважин составлял 167 ед., из них действующих 154.

Добыча нефти в 2022 г. составила 252,5 тыс.т, средний дебит по нефти – 3,3 т/сут. Добыча жидкости составляла 23050,5 тыс.т, средний дебит по жидкости – 304,2 т/сут. Обводненность среднегодовая составляла 98,9 %. Добыча газа составляла 24,4 млн.м^3, газовый фактор – 96,6 м^3/т.

В 2023 г. добыча составила 219,8 тыс.т нефти, 19398 тыс.т жидкости и 30,6 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 222 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 3,4 т/сут и обводненностью – 98,9 %.

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти, жидкости и газа составила 43464 тыс.т, 509337,6 тыс.т и 3991 млн.м^3, соответственно.

Текущий КИН – 0,486 д.ед. Отбор от НИЗ – 88,9 % (см.таблицу 3.2.2.6).

На рисунке 3.2.2.2 показана динамика основных технологических показателей разработки с начала ввода месторождения в эксплуатацию.

Период разработки с 1995 г. и до 2004 г. характеризуется увеличением добычи нефти и жидкости при интенсивном разбуривании месторождения и увеличением фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин.

С 2004-2007 гг. наблюдается стабилизация уровня добычи нефти и дальнейшее увеличение добычи жидкости при уменьшении средних дебитов по нефти.

С 2008 по 2010 гг. отмечается уменьшение уровней добычи нефти, связанное с уменьшением средних дебитов по нефти и увеличением обводненности. Фонд действующих добывающих и нагнетательных скважин за этот период увеличился.

С 2010 по 2012 г. значительно увеличивалась добыча жидкости, что было связанно с увеличением дебитов 1 скважины по жидкости, увеличением обводненности и увеличением фонда действующих нагнетательных скважин.

В 2014 г. относительно 2013 г., добыча жидкости на уровне, обводнённость нефти увеличился - на 1,2 %, закачка воды – на 2 %, при этом добыча нефти уменьшилась на 28 %.

Уменьшение добычи нефти обусловлено уменьшением дебита 1 скважины по нефти на 2 %, а также увеличением обводнённости нефти.

В 2014 г. фонд действующих добывающих скважин уменьшился на 46 ед. и составил 382 ед.

В 2015 г. добыча нефти уменьшилась по сравнению с 2014 г. на 27 %. за счет снижения среднесуточных дебитов 1 скважины по нефти на 15 % и уменьшением действующего добывающего фонда скважин на 55 ед. (с 382 до 327). Добыча жидкости и закачка воды осталась практически на уровне.

В 2016 г. добыча нефти относительно 2015 г. уменьшилась на 24 % за счет снижения среднесуточных дебитов 1 скважины по нефти на 18 % и уменьшением действующего добывающего фонда скважин на 8 ед. (с 327 до 319). Добыча жидкости осталась практически на уровне

С 2017 по 2018 гг. отмечается уменьшение уровней добычи нефти, связанное с уменьшением средних дебитов по нефти и увеличением обводненности, также с уменьшением фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин за этот период.

Таблица 3.2.2.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	369	316	286,1	252,5	219,8
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	369	316	286,1	252,5	219,8
из новых скважин	тыс. т	0,0	0	0,0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	42390	42705	42992	43244,1	43464
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,474	0,478	0,481	0,484	0,486
Добыча жидкости	тыс. т	30763,0	27974	27485	23050,5	19398
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	30763,0	27974	27485	23050,5	19398
из новых скважин	тыс. т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	411430	439404	466889	489940	509338
Закачка воды	тыс.м^3	29826	27239	26664	22268,2	18655
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	388256	415495	442158	464427	483082
Обводненность среднегодовая	%	98,8	98,9	99,0	98,9	98,9
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	98,8	98,9	99,0	98,9	98,9
из новых скважин	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	38,8	34,5	31,3	27,5	30,60
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	3867	3902	3933,1	3960,6	3991,2
Газовый фактор	м^3/т	105,1	109,2	109,3	108,7	139,2
Фонд добывающих скважин	ед.	312	307	303	277	284
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	273	259	246	220	222
Фонд нагнетательных скважин	ед.	195	193	167	166	174
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	167	162	154	135	138
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	96	98	97	96	97
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	3,7	4,4	3,2	3,3	3,4
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	307,8	390,8	304,5	304,2	301,4
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	498,6	645,7	480,5	539,9	501,2
Темп отбора от НИЗ	%	0,8	0,6	0,6	0,5	0,45
Темп отбора от ТИЗ	%	5,4	0,6	4,6	4,3	3,90
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	86,7	87,4	87,9	88,5	88,9
Коэффициент эксплуатации добыв. скважин	д.ед.	0,88	0,95	0,95	0,95	0,79
Коэффициент эксплуатации нагнет. скважин	д.ед.	0,84	0,95	0,95	0,95	0,74

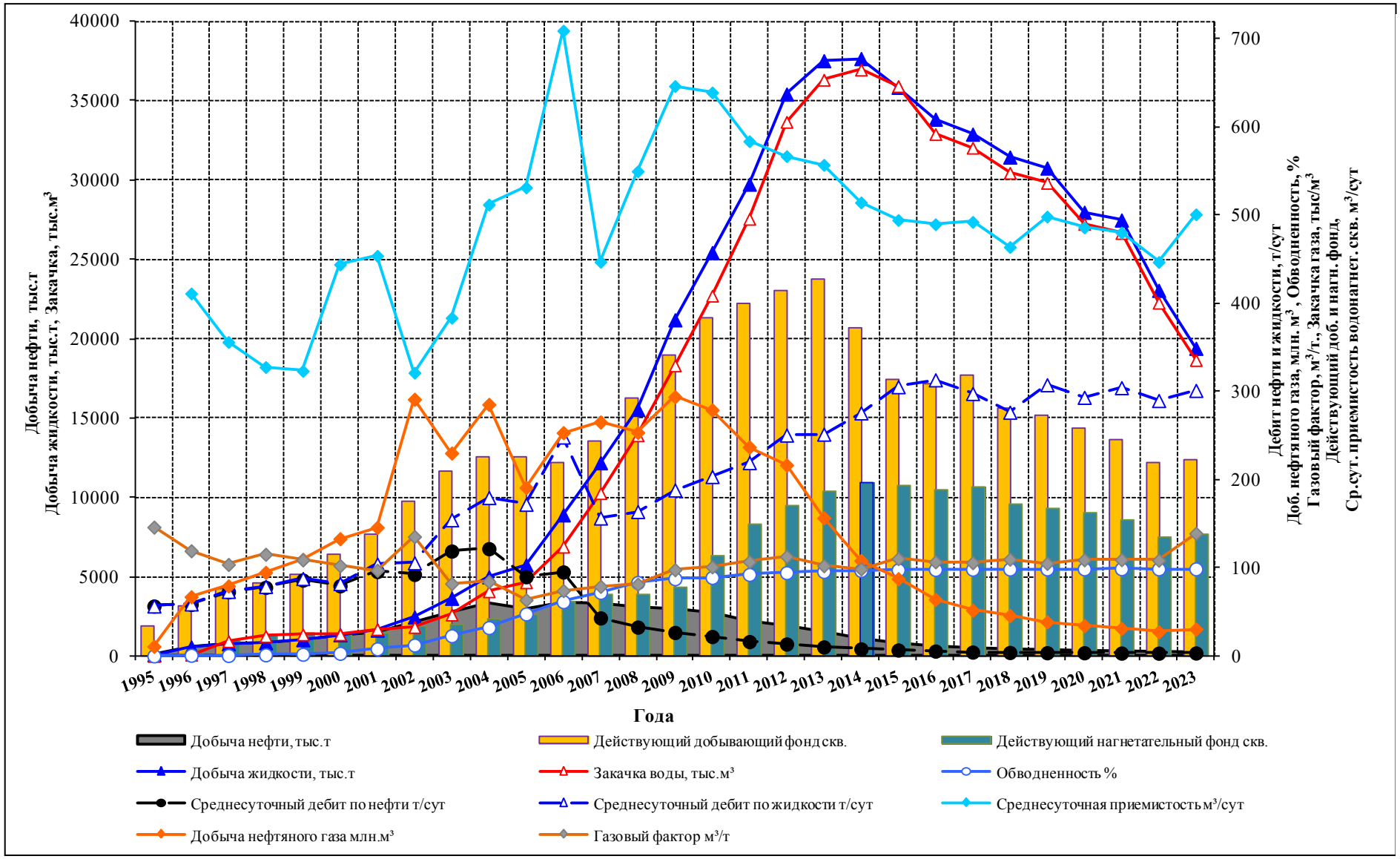


Рисунок 3.2.2.2 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». Динамика основных технологических показателей с начала разработки

В таблицах 3.2.2.7-3.2.2.10 приведены основные технологические показатели разработки за 2019 –2023 гг. по территории АО «Тургай-Петролеум» месторождения Кумколь по объектам (I-IV).

Таблица 3.2.2.7 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». I объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	193,3	160,9	147,7	130,0	109,9
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	193,3	160,9	147,7	130,0	109,9
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	13776	13937	14084,7	14215	14325
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,491	0,496	0,502	0,506	0,510
Добыча жидкости	тыс. т	17480	16242	16017,2	13731	11233
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	17480	16242	16017	13731	11233
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	201383	217624	233642	247373	258606
Закачка воды	тыс.$м^3$	16734	15122	15351	13562	11909
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	178917	194039	209390	222953	234861
Обводненность среднегодовая	%	98,9	99,0	99,1	99,1	99,0
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	98,9	99,0	99,1	99,1	99,0
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	3,3	2,6	2,4	1,8	1,5
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	163,0	165,6	168,0	169,8	171,3
Газовый фактор	$м^3$/т	17,0	16,2	15,9	14,1	13,6
Фонд добывающих скважин	ед.	124	124	123	112	110
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	116	110	105	94	91
Фонд нагнетательных скважин	ед.	84	86	76	84	89
Фонд действ. нагнетательных скважин	ед.	73	73	71	69	70
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагент. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	95,6	93,0	95,8	98,7	106
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4,7	4,0	3,9	3,9	3,9
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	423,4	405,7	420,7	415,3	398,1
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	621,2	599,9	595,8	579,2	647,6
Темп отбора от НИЗ	%	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7
Темп отбора от ТИЗ	%	8,5	1,0	7,7	7,3	6,7
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	86,8	87,8	88,8	89,6	90,3
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,91	1,00	0,99	0,95	0,85
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,88	0,95	0,99	0,95	0,72

Таблица 3.2.2.8 – Месторождение Кумколь. Территория АО Тургай-Петролеум». II объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	**Ед.изм.**	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**
Добыча нефти	тыс. т	130,2	118,2	105,2	95,0	85,3
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	130,2	118,2	105,2	95,0	85,3
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	19083	19201	19306	19401	19486,2
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,459	0,462	0,465	0,467	0,469
Добыча жидкости	тыс. т	8342	7524	7333,3	6197	5253
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	8342	7524	7333	6197	5253
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	126676	134200	141533	147730	152984
Закачка воды	тыс.$м^3$	7347	6738	5966	4349	3011
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	123676	130414	136379	140728	143739
Обводненность среднегодовая	%	98,4	98,4	98,6	98,5	98,4
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	98,4	98,4	98,6	98,5	98,4
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	25,8	23,6	20,7	18,6	21,0
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	2462,5	2486,1	2506,8	2525,4	2546,4
Газовый фактор	$м^3$/т	198,1	199,6	196,6	196,1	246,2
Фонд добывающих скважин	ед.	150	146	144	132	140
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	125	117	114	103	107
Фонд нагнетательных скважин	ед.	80	76	62	57	58
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	65	60	56	44	44
Текущая компенсация отборов	%	88	89	81	70	57
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	2,8	2,7	2,5	2,69	2,9
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	179,2	170,6	177,0	175,6	180,3
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	335,2	337,1	305,2	475,9	234,5
Темп отбора от НИЗ	%	0,6	0,5	0,5	0,4	0,38
Темп отбора от ТИЗ	%	3,8	3,6	3,3	3,1	2,87
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	85,3	85,8	86,3	76,8	87,1
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,85	0,95	0,95	0,95	0,75
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,75	0,9	0,96	0,95	0,80

Таблица 3.2.2.9 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». III объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	44,3	36,2	32,2	26,9	23,9
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	44,3	36,2	32,2	26,9	23,9
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	9305,5	9342	9374,0	9401	9425
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,491	0,493	0,495	0,496	0,497
Добыча жидкости	тыс. т	4850,5	4100	4030,2	3012	2793,4
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	4850,5	4100	4030,2	3012	2793,4
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	81958,5	86058,3	90089	93100	95894
Закачка воды	тыс.$м^3$	5745,1	5378,8	5347,0	4357	3735,8
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	85331	907010	96057	100414	104150
Обводненность среднегодовая	%	99	99	99	99	99
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	99	99	99	99	99
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	9,5	8,2	8,1	6,9	8,0
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	1211,5	1220	1227,8	1235	1242,7
Газовый фактор	$м^3$/т	215	226	251	256	335
Фонд добывающих скважин	ед.	36	36	34	31	32
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	31	31	26	22	23
Фонд нагнетательных скважин	ед.	31	31	29	29	27
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	29	29	27	25	24
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	118	131	132	144	133
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	3,8	3,4	3,1	3,5	3,6
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	412,3	379,9	388,6	389,8	420,0
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	523,8	497,3	525,4	501,4	623,3
Темп отбора от НИЗ	%	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2
Темп отбора от ТИЗ	%	4,0	0,3	3,1	2,7	2,5
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	89,8	90,1	90,4	90,7	90,9
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,96	0,79
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,96	0,68

Таблица 3.2.2.10 – Месторождение Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум». IV объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	1,2	0,6	0,9	0,69	0,74
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	1,2	0,6	0,9	0,69	0,74
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	225,1	225,6	226,9	227,6	228,3
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,273	0,274	0,276	0,277	0,277
Добыча жидкости	тыс. т	90,1	108,7	104,6	110,5	118,1
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	90,1	108,7	104,6	110,5	118,1
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	1409,7	1518,4	1625,8	1736,3	1854,4
Закачка воды	тыс.м^3	0	0	0	0	0
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	332	332	332	332	332
Обводненность среднегодовая	%	98,7	99,5	99,1	99,4	99,4
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	98,7	99,5	99,1	99,4	99,4
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	0,18	0,08	0,14	0,10	0,11
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	30,2	30,3	30,5	30,6	30,7
Газовый фактор	м^3/т	151,0	151,0	151,0	152,6	155,5
Фонд добывающих скважин	ед.	2	1	2	2	2
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1
Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	3,2	1,5	2,6	2,0	2,1
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	250,9	299	287	314,0	330
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Темп отбора от НИЗ	%	0,4	0,2	0,3	0,2	0,26
Темп отбора от ТИЗ	%	2,0	0,2	1,7	1,3	1,38
Отбор от утв.извлекаемых запасов нефти	%	80,1	80,3	80,7	81,0	81,3
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,98	1,0	1,0	0,95	0,95

Территория АО «ПККР»

В таблице 3.2.2.11 приведены основные технологические показатели разработки месторождения Кумколь по территории АО «ПККР» за 2019-2023 гг.

В 2019 г. добыча составила 231,7 тыс.т нефти, 13567,6 тыс.т жидкости и 46,1 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 125 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 5 т/сут и обводненностью – 98,3 %.

В 2020 г. добыча составила 211,2 тыс.т нефти, 12440,4 тыс.т жидкости и 33,7 млн.м^3 газа. Отбор осуществлялся 120 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 5 т/сут и обводненностью – 98,3 %.

Таблица 3.2.2.11 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	231,7	211,2	175,2	128,2	109,9
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	231,7	211,2	184,1	128,2	109,9
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0,0	0,0
Накопленная добыча нефти	тыс. т	40077	40288	40522	40650	40760
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,520	0,523	0,520	0,522	0,523
Добыча жидкости	тыс. т	13567,6	12441	11783,9	9903,1	9106
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	13567,6	12441	9486	4968,4	9106
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0,0	0,0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	244355,7	256796	268698	278601,5	287708
Закачка воды	тыс.м^3	16247,1	14417,3	13133	11271,2	11130
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	278713	293131	306263	317534,4	328664
Обводненность среднегодовая	%	98,3	98,3	98,5	98,7	98,8
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	98,3	98,3	98,1	98,7	98,7
из новых скважин	%	0	0	0	86	0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	46,1	33,7	26,0	13,0	11,7
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	3601,0	3635	3677,2	3690,2	3702
Газовый фактор	м^3/т	199,2	159,4	148,6	103	106,1
Фонд добывающих скважин	ед.	138	125	92	85	89
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	125	120	82	77	79
Фонд нагнетательных скважин	ед.	98	104	72	61	56
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	76	80	63	52	45
Ввод из бурения нагент. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Перевод под ППД	ед.	2	0	2	0	1
Ввод из бурения нагент. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	119	115	159,5	113	122
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5,0	5,0	5,1	4,6	4,1
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	293,3	291,7	344,0	353,7	336,6
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	456,9	473,0	520,2	594,3	610
Темп отбора от НИЗ	%	0,5	0,5	0,4	0,29	0,25
Темп отбора от ТИЗ	%	6,2	6,0	5,0	4,0	3,5
Отбор от утв.извлекаемых запасов нефти	%	91,4	91,9	92,5	92,8	93
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,76	0,95	0,93
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,66	0,95	0,90

Добыча нефти в 2021 г. составляла 175,2 тыс.т., средний дебит по нефти – 5,1 т/сут. Добыча жидкости составляла 11783,9 тыс.т, средний дебит по жидкости – 466,7 т/сут.

Обводненность среднегодовая составляла 98,5 %.

Добыча газа за 2021 г. составляла 26 млн.м^3. Газовый фактор составлял 148,6 м3/т.

Добыча нефти в 2022 г. составила 128,2 тыс.т, средний дебит по нефти – 4,6 т/сут. Добыча жидкости составляла 9903,2 тыс.т, средний дебит по жидкости –353,7 т/сут. Добыча газа составляла 13,2 млн.м^3, газовый фактор – 103,3 м^3/т.

Обводненность среднегодовая составляла 98,7 %. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин составляла 0,9 д.ед.

В 2023 г. добыча составила 110 тыс.т нефти, 9106 тыс.т жидкости и 11,7 млн.м^3

газа. Отбор осуществлялся 79 скважинами, которые эксплуатировались со средним дебитом нефти 4,1 т/сут и обводненностью – 98,8 %.

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти, жидкости и газа показана с учетом добычи с Юго-Восточной части месторождения Кумколь, которая составила 40760 тыс.т, 287708 тыс.т и 3702 млн.м^3, соответственно.

Текущий КИН – 0,523 д.ед. Отбор от НИЗ – 93 % (см.таблицу 3.2.2.11).

В таблицах 3.2.2.12-3.2.2.15 приведены основные технологические показатели разработки месторождения Кумколь за 2019 – 2023 гг. по объектам (I-IV).

В таблице 3.2.2.16 приведены показатели по IV объекту (Юго-Восток) за 2022 – 2023 гг., в 2021 г. скважины находились в консервации.

Динамика основных показателей разработки месторождения на территории АО «ПККР» показана на рисунке 3.2.2.3. Как видно на рисунке, разработку месторождения на территории АО «ПККР» начали с 1990 г.

С 1990 по 1995 гг. отмечается увеличение фонда добывающих скважин и увеличение добычи нефти при уменьшении средних дебитов одной скважины по жидкости и нефти в связи с разработкой залежей без ППД. Закачку воды начали в 1994 г. В 1995-2007 гг. фонд действующих добывающих скважин изменялся незначительно, фонд действующих нагнетательных скважин постепенно увеличивали. В 1995-98 гг. добыча жидкости и нефти составляли примерно 2000 тыс.т. В 1998-99 гг. отмечается уменьшение закачки воды в связи с уменьшением средней приёмистости одной скважины. В 1999 г. закачку воды уменьшили, но увеличили средний дебит одной скважины по жидкости и нефти, добыча нефти также увеличилась.

В 2000-2002 гг. наблюдается увеличение приёмистости, закачки воды, среднего дебита одной скважины по жидкости и добычи жидкости и нефти.

С 2002 по 2010 гг. отмечается уменьшение уровней добычи нефти, связанное с уменьшением средних дебитов по нефти и увеличением обводненности. Фонд действующих добывающих и нагнетательных скважин за этот период увеличился.

С 2010 по 2012 г. наблюдается стабилизация уровня добычи жидкости при уменьшении уровня добычи нефти.

В 2014 г. относительно 2013 г., добыча жидкости увеличилась на 5 %, обводнённость нефти увеличилась - на 0,5 %, при этом добыча нефти уменьшилась на 19 %.

Уменьшение добычи нефти обусловлено уменьшением дебита 1 скважины по нефти на 9 %, а также увеличением обводнённости нефти.

В 2014 г. фонд действующих добывающих скважин уменьшился на 11 ед. и составил

166 ед.

В 2015 г. добыча нефти уменьшилась по сравнению с 2014 г. на 20 %. за счет снижения среднесуточных дебитов 1 скважины по нефти на 18 % и уменьшением добывающего фонда скважин на 17 ед. (с 173 до 156). Добыча жидкости и закачка воды осталась практически на уровне. Отставание по добыче нефти с 2016 по 2023 гг. связано с меньшим действующим фондом скважин, что в свою очередь связано с выводом в бездействующий и наблюдательный фонд, из-за низких дебитов и высокой обводненности.

В 2017 г. наблюдается, что добыча нефти и жидкости практически на уровне 2016 г., за счет увеличения среднесуточного дебит нефти и жидкости, также отмечается увеличение фонда добывающих скважин.

В 2018 г. добыча нефти практически на уровне 2017 г., при этом среднесуточный дебит нефти меньше на 13 %, фонд действующих добывающих скважин на 3 ед. Добыча жидкости увеличилась на 9 %, дебит жидкости на уровне.

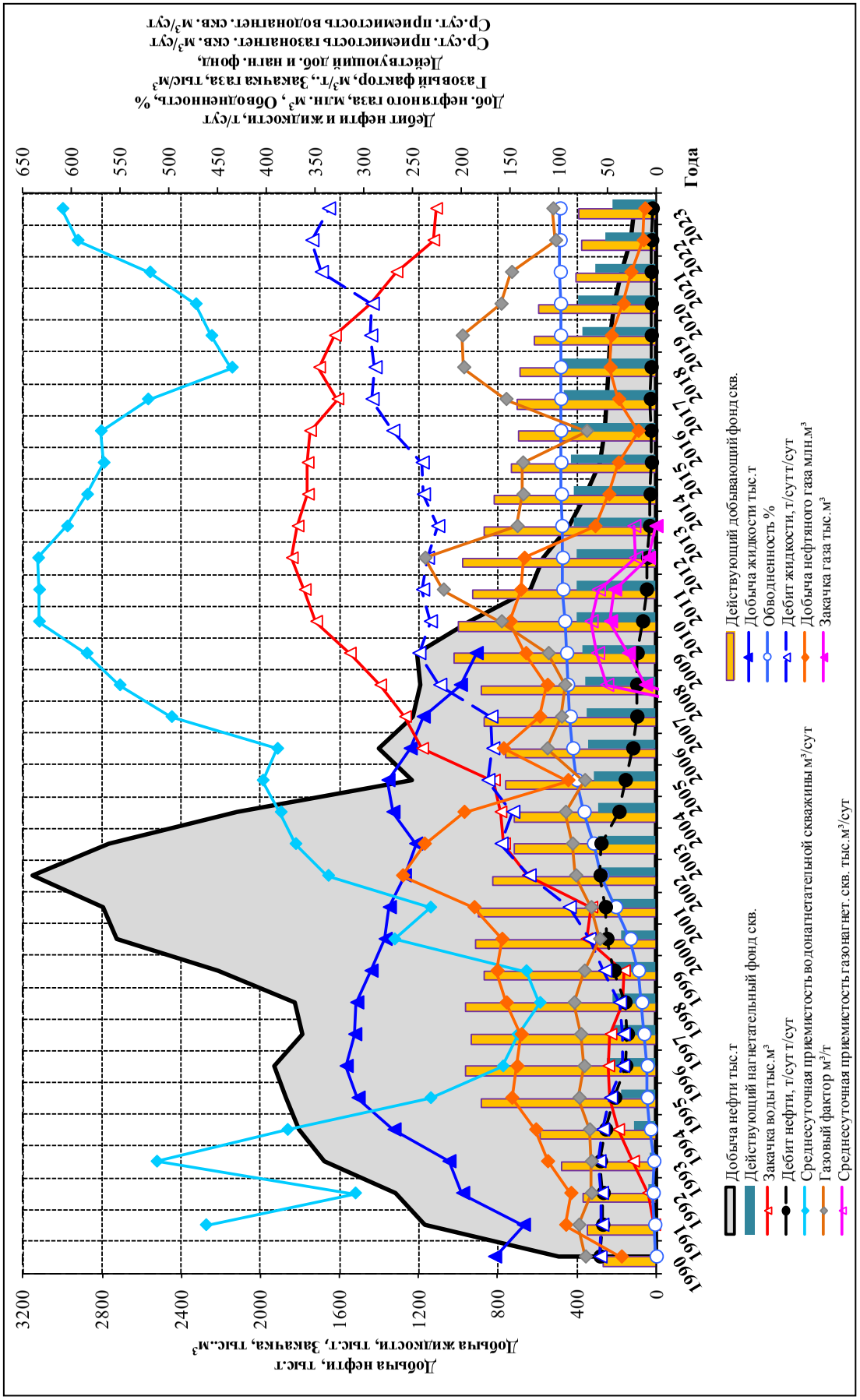


Рисунок 3.2.2.3 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Динамика основных технологических показателей с начала разработки

Таблица 3.2.2.12 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». I объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Добыча нефти	тыс. т	63,5	58,5	38,54	28,44	26,64
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	63,5	58,5	47,5	28,44	26,64
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти	тыс. т	16446	16504	16543	16571,4	16598
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,570	0,572	0,574	0,575	0,576
Добыча жидкости	тыс. т	8407	7564	7768,6	6824,1	6276
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	8407	7564	5471	6824	6276
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	144897	152461	160230	167054	173330
Закачка воды	тыс.$м^3$	10899	9144,3	9134,2	8287	8304
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	160283	169427	178562	186849	195153
Обводненность среднегодовая	%	99,2	99,2	99,5	99,6	99,6
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	99,2	99,2	99,1	99,6	99,6
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	0,58	0,57	0,28	0,219	0,282
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	159,9	160,5	160,7	161,0	161,2
Газовый фактор	$м^3$/т	9,2	9,7	7,4	7,7	10,6
Фонд добывающих скважин	ед.	53	51	42	39	42
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	48	49	37	37	40
Фонд нагнетательных скважин	ед.	49	52	44	39	37
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	36	41	39	34	26
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагент. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Перевод под ППД	ед.	2	0	1	0	0
Текущая компенсация отборов	%	130	121	121,8	125,8	132,3
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	3,5	3,6	2,6	2,2	2,1
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	459,1	471,1	518,0	455,0	490,2
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	680,0	697,6	714,5	759,0	796,0
Темп отбора от НИЗ	%	0,4	0,3	0,2	0,16	0,15
Темп отбора от ТИЗ	%	7,5	7,4	5,1	3,9	3,7
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	95,1	95,4	95,7	95,8	96,0
Коэффициент экспл. добывающих скважин	д.ед.	1,0	0,90	0,95	0,94	0,88
Коэффициент экспл. нагнетательных скважин	д.ед.	1,2	0,88	0,90	0,88	0,93

Таблица 3.2.2.13 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». II объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Добыча нефти	тыс. т	142,6	131,7	116,8	79,7	65,6
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	142,6	131,7	116,8	79,7	65,6
из новых скважин	тыс. т	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Накопленная добыча нефти	тыс. т	18355	18487	18604	18683,4	18749
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,531	0,535	0,538	0,540	0,542
Добыча жидкости	тыс. т	4788,4	4478,4	3596,3	2713,2	2412,5
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	4788,4	4478,4	3596,3	2713,2	2412,5
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	84660,4	89139	92735	95448	97861
Закачка воды	тыс.$м^3$	4638,5	4641,4	3304	2433	2350
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	90922,0	95563,5	98867,1	101300	103650
Обводненность среднегодовая	%	97,4	97,1	96,8	97,1	97,3
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	97,4	97,4	97,4	97,4	97,3
из новых скважин	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	35,2	27,4	21,7	8,5	7,8
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	2632,8	2660,2	2681,8	2690,4	2698,1
Газовый фактор	$м^3$/т	247	207,9	186	107	118
Фонд добывающих скважин	ед.	72	64	42	33	34
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	66	61	39	30	31
Фонд нагнетательных скважин	ед.	45	48	24	17	14
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	37	35	20	15	14
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Перевод под ППД	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	96	103	93	91	99
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	6,0	5,8	7,4	7,1	6,3
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	202,8	198,4	227,4	241,3	231,6
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	256,0	285,7	291,1	338,7	334,7
Темп отбора от НИЗ	%	0,7	0,6	0,6	0,4	0,3
Отбор от утв.извлекаемых запасов нефти	%	89,8	90,5	91,0	91,4	91,8
Темп отбора от ТИЗ	%	6,9	6,8	6,4	4,6	3,7
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,92
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	1,0	0,95	0,95	0,95

Таблица 3.2.2.14 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». III объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	11,9	10,1	8,9	5,0	4,3
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	11,9	10,1	8,9	5,0	4,3
из новых скважин	тыс. т	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Накопленная добыча нефти	тыс. т	4635	4645,1	4654,1	4659,1	4663,3
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,450	0,451	0,452	0,452	0,452
Добыча жидкости	тыс. т	212,1	225,3	173,1	103,1	106,1
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	212,1	225,3	173,1	103,1	106,1
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	12384,2	12609,5	12783	12885,7	12992
Закачка воды	тыс.м^3	710	632	695	551	452
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	27296	27927	28622	29173	29625
Обводненность среднегодовая	%	94,7	95,5	94,8	95,2	96,0
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	94,7	95,5	94,8	95,2	96,0
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	6,0	4,4	2,8	0,89	0,55
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	678,5	682,9	685,6	686,5	687,1
Газовый фактор	м^3/т	502,8	435,4	308,6	178,1	127,5
Фонд добывающих скважин	ед.	6	6	3	2	2
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	5	6	3	2	2
Фонд нагнетательных скважин	ед.	4	4	4	4	3
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	3	4	4	3	3
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	324	273	390	522	420
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5,0	4,2	4,6	4,5	3,9
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	88,8	94,1	88,8	92,9	95,8
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	503,1	560,9	623,9	639,2	572,4
Темп отбора от НИЗ	%	0,2	0,2	0,2	0,10	0,08
Темп отбора от ТИЗ	%	2,9	2,6	2,3	1,31	1,14
Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти	%	92,0	92,2	92,4	92,4	92,5
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	1,0	0,90	0,95	0,95	0,97
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	1,0	0,77	0,76	0,79	0,72

Таблица 3.2.2.15 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». IV объект. Основные технологические показатели разработки за период 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Добыча нефти	тыс. т	13,7	11,0	10,9	15,01	13,40
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т	13,7	11,0	10,9	15,0	13,40
из новых скважин	тыс. т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти	тыс. т	640,3	651,2	721	735,9	749,3
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,19	0,193	0,174	0,218	0,222
Добыча жидкости	тыс. т	159,9	172,7	245,8	262,6	311,1
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс. т.	159,9	172,7	245,8	262,6	311,1
из новых скважин	тыс. т.	0	0	0	0	0
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	2414	2587	2951	3213,5	3524,6
Закачка воды	тыс.м^3	0,0	0,0	0	0	24,120
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	212,6	212,6	212,6	212,6	237
Обводненность среднегодовая	%	91,4	93,7	95,5	94,3	95,7
в.т.ч.: из переходящих скважин	%	91,4	93,7	95,5	94,3	95,7
из новых скважин	%	0	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	4,4	1,4	1,331	2,8	3,1
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	129,9	131,2	149,0	151,9	154,9
Газовый фактор	м^3/т	321,9	123,4	121,7	189,4	229,4
Фонд добывающих скважин	ед.	7	4	5	11	11
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	6	4	3	8	6
Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	1	2
Фонд дейст.нагнетательных скважин		0	0	0	0	2
Перевод под ППД	ед.	0	0	0	0	1
Ввод из бурения нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
Текущая компенсация отборов	%	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5,9	6,8	7,3	5,1	4,9
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	69,4	106,7	164,4	89,8	114,2
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	360,00
Темп отбора от НИЗ запасов	%	1,8	1,4	1,0	1,4	1,3
Темп отбора от ТИЗ	%	9,6	9,3	3,2	4,5	4,2
Отбор от утв извлекаемых запасов нефти	%	83,3	84,7	68,1	69,6	71
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,59	0,80	0,82	0,95	0,95

Таблица 3.2.2.16 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». IV объект (Юго-Восток). Основные технологические показатели разработки за период 2022-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2022 г.	2023
Добыча нефти	тыс.т	8,4	7,41
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	0,0	0,0
из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0
Накопленная добыча нефти	тыс.т	67,1	74,47
Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед	0,086	0,096
Добыча жидкости, всего	тыс.т	62,6	54,2
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	181,1	235,3
в.т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	0	0
из новых скважин	тыс.т	0	0
Закачка воды	тыс.м^3	0,0	24,1
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	0,0	24,1
Обводненность среднегодовая	%	86,6	86,3
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	2,8	2,4
Накопленная добыча газа	млн.м^3	19,3	21,7
Газовый фактор	м^3/т	340,0	319
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0
В освоении	ед.	0	4
Фонд добывающих скважин	ед.	6	7
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	3	3
Ввод из бурения нагнет. скважин	ед.	2	0
Фонд нагнетательных скважин	ед.	1	2
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	0	2
Перевод под ППД	ед.	0	1
Текущая компенсация отборов	%	0	41,4
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5,6	5,7
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	41,9	42,0
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	0	360,0
Темп отбора нефти от НИЗ	%	2,9	2,6
Темп отбора нефти от ТИЗ	%	3,8	3,3
Отбор от НИЗ	%	23,2	26
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,98

Выводы:

В целом по месторождению:

По состоянию на 01.01.2024 г. в целом по месторождению Кумколь наблюдается тенденция снижения добычи нефти и роста обводненности жидкости, что характерно для последней стадии разработки.

Всего добыто 84224,1 тыс.т нефти, 797045 тыс.т жидкости и 7693 млн.м^3 растворенного в нефти газа. Отобрано от утвержденных начальных извлекаемых запасов

нефти 91 % при текущей обводненности продукции 98,8 %. Текущий КИН - 0,504 д.ед.

Накопленная добыча нефти, жидкости, газа, фонд добывающих и действующих скважин приведен с учетом Юго-Восточной части месторождения Кумколь.

Накопленная закачка воды на дату отчета составила 811746,2 тыс.м^3.

По территории АО «ТП»:

1. По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти, жидкости и газа составила 43464 тыс.т, 509398 тыс.т и 3991 млн.м^3, соответственно. КИН достигнутый на 01.01.2024 г. – 0,486 д.ед, отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 88,9 %.

По территории АО «ПККР»:

2. На 01.01.2024 г. добыча нефти, жидкости, нефтяного газа показана с учетом добычи с Юго-Восточной части месторождения Кумколь и составили 110 тыс.т, 9106 тыс.т, 11,7 млн.м^3, соответственно.
3. По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти, жидкости и газа показана с учетом добычи с Юго-Восточной части месторождения Кумколь, которая составила 40760 тыс.т, 287708 тыс.т и 328664 млн.м^3, соответственно. КИН достигнутый на 01.01.2024 г. – 0,523 д.ед, отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 93 %.
4. На IV объекте (Юго-Восток) в 2021 г. скважины находились в консервации, разработка началась с 2022 г. В 2023 г. добыча нефти составила 7,4 тыс.т, жидкости – 54,2 тыс.т, нефтяного газа – 2,4 млн.м^3. Фонд добывающих скважин составил 7 ед. Коэффициент эксплуатации – 0,096 д.ед. Текущий КИН – 0,096 д.ед., отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 25,8 %.
5. Накопленная добыча нефти, жидкости и газа составила 74,5 тыс.т, 235,3 тыс.т, 22 млн.м^3, соответственно.

3.2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Действующим проектным документом является утвержденный отчет «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г.» [32].

Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Кумколь проводили в целом по месторождению, по территориям недропользователей (АО «ТП» и АО «ПККР») и по объектам разработки. Анализируемый период составил 2019 - 2022 гг.

Проектные технологические показатели за 2019-2020 гг. взяты из «Проекта разработки 2019 г.» [29], за 2021-2022 гг. из «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г.» [32], за 2023 г. из «Анализа разработки по состоянию на 01.07.2022 г.» [33].

Проектные и фактические показатели разработки месторождения Кумколь в целом и по объектам за анализируемый период приведены в таблицах 3.2.3.1 - 3.2.3.5.

Как видно из таблицы 3.2.3.1 фактические технологические показатели разработки месторождения в целом за 2019-2021 гг. были на уровне проектных величин.

В 2022 г. наблюдается отклонение добычи нефти и газа от проектных величин на 11 % и 21 %, соответственно, закачка воды отстает от проекта на 12 %. Отставание от проектных величин, связано с меньшим фондом действующих и добывающих скважин, чем запроектировано (таблица 3.2.3.1).

В 2023 г. фактические технологические показатели разработки месторождения практически на уровне проектных значений (таблица 3.2.3.1).

Накопленная добыча на 01.01.2024 г. по месторождению Кумколь составила: нефти - 84224 тыс.т, жидкости – 797045 тыс.т, газа - 7692 млн.м^3, стоит отметить что накопленная добыча учитывается с Юго-Восточной частью месторождения Кумколь.

Текущий КИН – 0,504 д.ед.

Накопленный объем закачки воды составил 811746 тыс.м³, компенсация на уровне проектного значения 104 % (таблица 3.2.3.1).

Таблица 3.2.3.1 – Месторождение Кумколь. Проектные и фактические показатели разработки за 2019- 2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	594,1	600,6	512,0	527,0	471,2	461,3	429,8	380,7	314,4	329,7
Накопленная добыча нефти	тыс. т	82460	82466	82972	82993	83538	83513	83968	83894	84207	84224
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,495	0,495	0,498	0,499	0,500	0,499	0,502	0,502	0,504	0,504
Добыча жидкости	тыс. т	42659	44331	39572	40415	38014	39269	35929	32954	29694	28504
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	653986	655785	693559	696200	733882	735588	769810	768542	798013	797045
Закачка воды	тыс.$м^3$	46072	46074	41659	41656	40809	39797	38251	33539	30517	29785
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	437446	666969	479105	708625	748944	748422	787195	781961	812622	811746
Обводненность среднегодовая	%	98,6	98,6	98,7	98,7	98,8	98,8	98,8	98,8	99,0	98,8
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	86,3	84,9	66,40	68,2	58,00	57,3	51,20	40,7	39,40	40,5
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	4565	7468	4632	7537	7611	7610	7662	7651	7693	7692
Газовый фактор	$м^3$/т	145	141	130	129	123	124	119	107	125	123
Фонд добывающих скважин	ед.	413	450	407	432	403	395	396	362	339	373
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	406	398	400	379	396	328	389	297	307	301
Фонд нагнетательных скважин	ед.	287	293	289	297	291	239	290	227	224	230
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	283	243	285	242	287	217	285	187	203	183
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0,0	0	0,0	0	0	0	2	0	3	0
Текущая компенсация отборов	%	108	103	105	102	107	101	106	101	103	104
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4,4	4,4	3,90	3,8	3,6	3,7	3,40	3,5	3,10	3,6
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	313,6	321,4	295,2	467,3	286,3	315,4	276,8	306,5	297,4	311,8
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	493,6	532,7	443,2	481,6	431,2	492,9	405,6	487,7	464,2	536,4
Темп отбора от НИЗ	%	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,36
Темп отбора от ТИЗ	%	5,6	6,0	5,1	5,6	4,9	5,0	4,7	4,32	3,6	3,74
Отбор от НИЗ	%	89,2	89,2	89,8	89,8	90,1	90,1	90,6	90,5	90,8	90,9
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,83
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	0,98	0,95	0,95	0,90	0,95	0,90	0,83	0,90	0,83

Таблица 3.2.3.2 – Месторождение Кумколь. I объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	250,7	256,8	229,7	219,4	211,7	186,3	190,8	158,4	144	136,6
Накопленная добыча нефти	тыс. т	30216	30222	30446	30441	30678	30628	30869	30786	30930	30923
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,513	0,531	0,535	0,535	0,539	0,538	0,542	0,541	0,543	0,543
Добыча жидкости	тыс. т	24950	25887,4	23550,2	23806	22436	23786	21159,8	20555	18972,9	17509
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	345343	346280	368892,8	370086	392110	393871	413270	414427	433235,7	431936
Закачка воды	тыс.м^3	27482	27633	25158	24266	24344	24485	22572	21850	20478	20213
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	339049	339200	364207	363466	388359	387951	410930	409801	430356	430014
Обводненность среднегодовая	%	99,0	99,0	99,0	99,1	99,1	99,2	99,1	99,2	99,2	99,2
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	3,8	3,9	3,5	3,2	3,2	2,6	2,8	2,0	2,3	1,8
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	323	323	326	326	330	329	333	331	333	333
Газовый фактор	м^3/т	15,2	15,1	15,2	14,5	15,1	14,2	14,7	12,9	15,6	13,0
Фонд добывающих скважин	ед.	167	177	165	175	162	165	159	151	134	152
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	164	164	162	159	160	142	157	131	121	131
Фонд нагнетательных скважин	ед.	130	133	130	138	130	120	128	123	114	126
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	130	109	130	114	130	110	128	103	103	96
Текущая компенсация отборов	%	110	106	107	102	108	103	106	106	107,7	115,2
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	3,5	3,5	3,4	3,8	3,3
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	454,8	434,4	482,8	424,4	468,4	448,2	450,1	437,8	478,9	426,9
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	597,3	643,1	546,7	633,3	529,1	635,2	503,0	636,4	512,4	701,4
Темп отбора от НИЗ	%	1,6	0,8	1,4	0,7	1,3	0,6	1,2	0,5	0,4	0,4
Темп отбора от ТИЗ	%	14,6	8,7	14,2	8,1	14	7,4	13,5	6,7	6,1	5,8
Отбор от НИЗ	%	91,1	91,1	91,8	91,8	92,5	92,4	93,1	92,8	93,3	93,3
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,92	0,95	0,88	0,90	0,88	0,90	0,85	0,90	0,74
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	0,89	0,95	0,76	0,90	0,88	0,90	0,76	0,90	0,82

Таблица 3.2.3.3 – Месторождение Кумколь. II объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	274,6	272,8	225,5	249,9	206,7	222,0	184,4	174,7	130,8	150,8
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	37440	37438	37665	37688	37887	37910	38071	38084	38214	38235
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,492	0,492	0,495	0,495	0,498	0,498	0,500	0,500	0,502	0,502
Добыча жидкости	тыс. т	12714	13131	11705	12002,4	11838	10929,7	11347	8910,4	7888,7	7665,7
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	210920	211336	222625	223339	235614	234268	246961	243179	250995	250845
Закачка воды	тыс.м^3	12425	11986	11255	11379	11368	9270	10824	6782	6141	5361
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	215037	214598	226292	225977	238697	235247	249521	242028	248176	247389
Обводненность среднегодовая	%	97,8	97,9	98,1	97,9	98,3	98,0	98,4	98,0	98,3	98,0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	62,4	61,0	49,8	51,0	41,5	42,4	34,1	27	27,6	27,0
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	5097	5095	5146	5146	5187	5189	5221	5216	5245	5243
Газовый фактор	м^3/т	227	223	221	204	201	191	185	155	211	179
Фонд добывающих скважин	ед.	196	222	196	210	196	186	194	165	166	174
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	193	191	193	178	193	153	191	133	149	138
Фонд нагнетательных скважин	ед.	118	125	120	124	122	86	122	74	76	72
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	115	102	116	95	118	76	118	59	69	58
Текущая компенсация отборов	%	103	91	95	94	95	84	95	76	77	69
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5,3	3,9	3,3	3,7	3,0	3,9	2,7	3,6	2,7	3,8
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	185,5	187,2	187,4	180,0	185,7	190,9	179,8	183,9	160,7	193,8
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	366,7	299,4	281,9	314,1	274,2	300,0	261,1	272,6	237,8	269,9
Темп отбора от НИЗ	%	0,5	0,6	0,5	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,4
Темп отбора от ТИЗ	%	1,4	5,1	4,2	4,9	4,0	4,5	3,8	3,7	2,8	3,2
Отбор от НИЗ	%	87,5	87,5	88,0	88,1	88,5	88,6	88,9	89,0	89,3	89,3
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,87	0,90	0,87	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,79
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,92	0,90	0,94

Таблица 3.2.3.4 – Месторождение Кумколь. III объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	54,3	56,2	45,1	46,3	39,8	41,2	35,3	31,9	25,0	28,2
Накопленная добыча нефти	тыс. т	13938,8	13941	13984	13987	14025	14028	14061	14060	14086	14088
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,476	0,477	0,478	0,478	0,479	0,480	0,481	0,481	0,481	0,482
Добыча жидкости	тыс. т	4824	5063	4156	4325	3592	4203	3214	3115	2447	2899
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	94104	94343	98260	98668	101858	102871	105072	105986	108457	108885
Закачка воды	тыс.м^3	6165	6455	5247	6010	5097	6042	4837	4908	3861	4187
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	113232	112627	118478	118637	123074	124679	127911,4	129587	133509,5	133774
Обводненность среднегодовая	%	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	99,0	98,9	99,0	99,0	99,0
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	15,4	15,5	10,1	12,6	10,7	10,8	8,7	7,8	6,2	8,5
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	1890	1890	1900	1903	1913	1913	1922	1921	1928	1930
Газовый фактор	м^3/т	284	276	224	272	269	263	246	244	248	303
Фонд добывающих скважин	ед.	39	42	34	42	31	37	29	33	26	34
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	39	36	34	37	31	29	29	24	24	25
Фонд нагнетательных скважин	ед.	40	35	40	35	39	33	37	33	31	30
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	40	32	40	33	39	31	37	28	28	27
Текущая компенсация отборов	%	127	127	125	138	141	143	150	157	157	144
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	3,9	4,0	3,7	3,5	3,6	3,3	3,4	3,6	2,9	3,6
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	321,8	357,7	307,8	328,0	288,6	341,1	276,1	352,5	254,7	373,7
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	439,6	521,5	374,2	503,2	372,8	535,1	372,9	513,8	421,3	617,4
Темп отбора от НИЗ	%	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Темп отбора от ТИЗ	%	3,6	3,7	3,1	3,3	2,8	3,0	2,6	2,4	1,9	2,1
Отбор от НИЗ	%	90,5	90,5	90,8	90,8	91,0	91,0	91,3	91,3	91,4	91,4
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,93	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,85
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,94	0,90	0,79	0,90	0,69

Таблица 3.2.3.5 – Месторождение Кумколь. IV объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	14,5	14,9	11,7	11,5	12,9	11,9	19,3	15,70	14,6	14,13
Накопленная добыча нефти	тыс. т	865,3	865,3	876,9	876,8	948,5	947,8	967,8	963,46	978,2	977,6
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,206	0,206	0,209	0,209	0,191	0,191	0,195	0,194	0,197	0,197
Добыча жидкости	тыс. т	170,4	250,0	161,7	281,4	147,4	350,4	207,9	373,3	385,0	429,1
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	3747	3824	3909	4105	4299	4577	4507	4950	5326	5379
Закачка воды	тыс.$м^3$	0	0	0	0	0	0	18,3	0	36,1	24,12
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	0	545	0	545	212,6	545	230,9	545	581	569
Обводненность среднегодовая	%	91,5	94,1	92,8	95,9	91,2	96,6	90,7	95,8	96,2	96,7
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	4,8	4,6	3,1	1,4	2,7	1,47	5,6	3,71	3,38	3,19
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	160	160	163	162	181	180	187	183	187	186
Газовый фактор	$м^3$/т	331	308	265	125	209	124	290	236	232	226
Фонд добывающих скважин	ед.	9	9	9	5	14	7	14	13	13	13
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	8	7	8	5	13	4	13	9	13	7
Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	2	0	3	2
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	0	0	0	0	0	0	2	0	3	2
Текущая компенсация отборов	%	0	0	0	0	0	0	13	0	37	6
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5	5,6	3,9	5,8	2,8	6,4	4,2	4,8	4,2	4,6
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	54,6	93,9	51,8	141,9	30,4	188,4	50	113,9	119,4	139,3
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	0	0,0	0	0,0	0	0	30,9	0	51,9	360
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	1,4	1,4	1,1	1,1	1	0,9	1,4	1,2	1,1	1,1
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	7,3	8,0	6,3	6,6	3,2	3,0	4,9	4,2	3,9	3,8
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти	%	82,4	82,4	83,5	83,5	70,8	70,8	72,3	72,0	73,1	73,0
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,98	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,88

Территория АО «Тургай-Петролеум»

В таблице 3.2.3.6 приведены проектные и фактические показатели разработки месторождения Кумколь по территории АО «ТП» за 2019 – 2023 гг.

В 2019-2021 гг. фактическая добыча нефти, жидкости и закачка воды, практически соответствуют проектным величинам. Добыча нефтяного газа превышает в 2021 г. проектный уровень на 10 %, из-за большего, чем запроектировали, газового фактора на 14 %.

В 2022 г добыча нефти, жидкости, газа и закачка воды отстают от проектных показателей разработки на 8 %, 14 %, 9 % и 17 %, соответственно, из-за меньшего фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин на 18 % и 29 %, чем запроектировано (таблица 3.2.3.6).

В 2023 г. фактическая добыча нефти и жидкости на уровне проектного значения, добыча газа превышает проектный уровень на 9 %, за счет большего, чем запроектировали газового фактора.

В целом по территории АО «ТП» на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти (43464 тыс.т), отбор от НИЗ (88,9 %) и текущий КИН 0,486 д.ед. на проектном уровне (см.таблицу 3.2.3.6).

I объект разработки

В таблице 3.2.3.7 приведены проектные и фактические показатели I объекта разработки за 2019-2023 гг.

За 2019 г. фактическая добыча нефти, жидкости, газа и закачки воды соответствуют проектным величинам. Фактическая среднегодовая обводненность на уровне проектного значения (98,9 %).

В 2020, 2021, 2022 гг. фактическая добыча нефти отставала от проектных показателей на 12 %, 14 % и 17 %, соответственно. Добыча газа в 2020-2022 гг. отстает от проекта на 16 %, 19 % и 27 %, соответственно. Добыча жидкости и закачка воды в 2020-2021 гг. была на уровне проектных, в 2022 г. отстает на 13 % и 10 %, соответственно. Отклонение фактических показателей разработки от проектных связаны с меньшим среднесуточным дебитом по нефти, чем запроектировали, газового фактора и меньшего количества действующих добывающих скважин (см.таблицу 3.2.3.7).

В 2023 г. фактическая добыча нефти и жидкости меньше проектного значения на 7 % и 10 % в связи с меньшими дебитами по нефти и жидкости, чем запроектировано. Добыча нефтяного газа отстает от проектного значения на 25 % из-за меньшего газового фактора, чем запроектировано на 19 %. Текущий КИН 0,510 ед. при проектном 0,511 д.ед. (см.таблицу 3.2.3.7).

Таблица 3.2.3.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	369	369	331	316	297	286	273	253	220	220
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	42390	42390	42720	42705	43017	42992	43290	43244	43464	43464
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,474	0,474	0,478	0,478	0,481	0,481	0,484	0,484	0,486	0,486
Добыча жидкости	тыс. т	29644	30763	28644	27974	27596	27485	26791	23051	20367	19398
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	410310	411430	438954	439404	466550	466889	493340	489940	510343	509338
Закачка воды	тыс.м^3	29716	29826	28590	27239	27670	26664	26800	22268	19867	18655
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	386415	388256	415005	415495	442675	442158	469475	464427	484430	483082
Обводненность среднегодовая	%	98,8	98,8	98,8	98,9	98,9	99,0	99,0	98,9	98,9	98,9
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	39,4	38,8	33,7	34,5	28,4	31,3	25,1	27,45	28,1	30,60
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	3868	3867	3902	3902	3930	3933	3955	3961	3991	3991
Газовый фактор	м^3/т	107	105	102	109	96	109	92	109	128	139
Фонд добывающих скважин	ед.	283	312	279	307	273	303	267	277	249	284
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	283	273	279	259	273	246	267	220	225	222
Фонд нагнетательных скважин	ед.	194	195	194	193	194	167	191	166	155	174
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	194	167	194	162	194	154	191	135	140	138
Текущая компенсация отборов	%	100	96	100	98	100	97	100	98	97	97
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4,0	3,7	3,7	3,3	3,4	3,2	3,2	3,2	3,0	3,4
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	302,1	307,8	296,1	293,5	291,5	304,5	289,4	289,9	276,7	301,4
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	428,2	498,6	412,0	486,3	398,7	480,5	392,2	447,1	434,7	501,2
Темп отбора от НИЗ	%	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
Темп отбора от ТИЗ	%	5,4	5,4	5,1	0,6	4,8	4,6	4,7	4,3	3,9	3,9
Отбор от НИЗ	%	86,7	86,7	87,4	87,4	88,0	87,9	88,60	88,5	88,9	88,9
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,88	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,79
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,90	0,84	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,74

Таблица 3.2.3.7 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». I объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2021-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	196	193	183	161	171	148	156	130	119	110
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	13778	13776	13962	13937	14133	14085	14289	14215	14333	14325
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,491	0,491	0,497	0,496	0,503	0,502	0,509	0,506	0,511	0,510
Добыча жидкости	тыс. т	16716	17480	16595	16241,7	16237	16017,2	15815	13731	12475	11233
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	200619	201383	217214	217624	233451	233642	249267	247373	259870	258606
Закачка воды	тыс.$м^3$	16304	16734	16100	15122	15713	15351	15130	13562	12390	11909
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	178488	178917	194588	194039	210301	209390	225431	222953	235303	234861
Обводненность среднегодовая	%	98,8	98,9	98,9	99,0	98,9	99,1	99,0	99,1	99,1	99,0
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	3,3	3,3	3,1	2,6	2,9	2,4	2,5	1,8	2,0	1,5
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	163	163	166	166	169	168	172	170	172	171
Газовый фактор	$м^3$/т	17	17	17	16	17	16	16	14	17	14
Фонд добывающих скважин	ед.	116	124	114	124	112	123	109	112	95	110
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	116	116	114	110	112	105	109	94	86	91
Фонд нагнетательных скважин	ед.	84	84	83	86	82	76	81	84	72	89
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	84	73	83	73	82	71	81	69	65	70
Текущая компенсация отборов	%	97	96	97	93	98	96	97	99	99	106
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4,7	4,7	4,4	4,0	4,2	3,9	3,9	3,8	4,2	3,9
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	401,3	423,4	401,4	405,7	397,7	420,7	396,1	401,1	444,1	398,1
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	558,0	621,2	554,3	599,9	547,6	595,8	533,7	579,2	582,0	647,6
Темп отбора от НИЗ	%	1,2	1,2	1,2	1,0	1,1	0,9	1,0	0,8	0,7	0,7
Темп отбора от ТИЗ	%	8,6	8,5	8,8	1,0	9,0	7,7	9,0	7,3	7,2	6,7
Отбор от НИЗ	%	86,8	86,8	88,0	87,8	89,1	88,8	90,1	89,6	90,3	90,3
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,91	0,95	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,85
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	0,88	0,95	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,72

II объект разработки

В таблице 9.2.8 приведены проектные и фактические показатели II объекта разработки за 2019- 2023 гг.

За 2019-2020 г. фактическая добыча нефти, жидкости, нефтяного газа и закачки воды практически соответствуют проекту. Фактическая среднегодовая обводненность на уровне проектного значения (таблица 3.2.3.8).

В 2021 г. фактическая добыча нефти и газа превышает проектное значение на 11 %, что связано с большим дебитом по нефти на 27 % и большего фонда добывающих скважин на 6 ед, чем было запроектировано. Газовый фактор на уровне проекта 197 $м^3$/т.

Добыча жидкости и средний дебит по жидкости практически на проектном уровне.

Годовая закачка воды (5966 тыс.$м^3$) была ниже проектного уровня на 20 % (7422 тыс.$м^3$), что связано с меньшим фондом нагнетательных скважин на 15 ед. Текущая компенсация отбора закачкой меньше проекта на 15 % и составила 81 %. Средняя приемистость больше проектного значения на 9 % (таблица 3.2.3.8).

В 2022 г. добыча нефти и газа больше проектных значений на 7 % и 11 %, соответственно, за счет большего дебита по нефти на 42 % и большего газового фактора на 4 %, чем запроектировано.

Годовая закачка воды (4348,7 тыс.$м^3$) была ниже проектного уровня на 41 %, что связано с меньшим фондом нагнетательных скважин на 18 ед. Текущая компенсация отбора закачкой меньше проекта на 27 % и составила 70 %. Средняя приемистость меньше проектного значения на 11 % (таблица 3.2.3.8).

В 2023 г. фактическая добыча нефти больше проекта на 7 %, за счет большего фонда добывающих скважин на 10 ед. Фактическая добыча жидкости и газа практически на проектном уровне. Годовая закачка воды отставала от проектного уровня на 25 %, что связано с меньшим фондом действующих нагнетательных скважин на 5 ед. Текущая компенсация отбора закачкой меньше проектного значения на 24 % и составила 76 %. Средняя приемистость больше проектного значения на 45 % (таблица 3.2.3.8).

Текущий КИН на уровне проектной величины (0,469 д.ед.).

Таблица 3.2.3.8 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». II объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	130	130	111	118	95	105	89	95	80	85
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	19082	19083	19193	19201	19288	19306	19377	19401	19480	19486
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,459	0,459	0,462	0,462	0,464	0,465	0,467	0,467	0,469	0,469
Добыча жидкости	тыс. т	8255	8342	8048	7524,0	7956	7333,3	7909	6197,2	5453	5253
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	126589	126676	134637	134200	142593	141533	150502	147730	153467	152984
Закачка воды	тыс.$м^3$	7905	7347	7532	6737,7	7422	5966	7332	4349	3991	3011
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	124233	123676	131766	130413	139187	136379	146519	140728	144820	143739
Обводненность среднегодовая	%	98,4	98,4	98,6	98,4	98,8	98,6	98,9	98,5	98,5	98,4
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	26,3	25,8	22,4	23,6	18,7	20,7	16,8	18,6	20,3	21,0
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	2463	2463	2485	2486	2504	2507	2521	2525	2547	2546
Газовый фактор	$м^3$/т	203	198	202	200	197	197	189	196	255	246
Фонд добывающих скважин	ед.	132	150	134	146	136	144	135	132	130	140
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	132	125	134	117	136	114	135	103	117	107
Фонд нагнетательных скважин	ед.	75	80	76	76	77	62	76	57	54	58
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	75	65	76	60	77	56	76	44	49	44
Текущая компенсация отборов	%	95	88	94	89	95	81	95	70	75	57
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	2,7	2,8	2,3	2,7	2,0	2,5	1,8	2,6	2,1	2,9
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	174,7	179,2	169,0	170,6	163,9	177,0	162,3	166,5	141,9	180,3
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	299,0	335,2	286,8	337,1	278,9	305,2	275,5	245,8	161,2	234,5
Темп отбора от НИЗ	%	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Темп отбора от ТИЗ	%	3,8	3,8	3,4	3,6	3,0	3,3	2,9	3,1	2,7	2,9
Отбор от НИЗ	%	85,3	85,3	85,8	85,8	86,2	86,3	86,6	86,7	87,1	87,1
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,85	0,95	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,75
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,95	0,75	0,95	0,91	0,90	0,96	0,90	0,95	0,90	0,80

III объект разработки

В таблице 3.2.3.9 приведены проектные и фактические показатели III объекта разработки за 2019-2023 гг.

Фактическая добыча нефти и жидкости в 2019-2022 гг. практически соответствуют проектным величинам, в 2023 г. - превысили проектные значения на 13 % и 19 % соответственно, за счет больших дебитов по нефти и жидкости на 16 % и 63 %, чем запроектировано.

Добыча нефтяного газа в 2019-2020 гг. соответствовала проектным значениям, в 2021-2022 гг. превышала проектные значения на 20 %, в 2023 г. – превысила проектное значение на 40 %, за счет большего газового фактора, чем запроектировано.

Годовая закачка воды в 2019 г. на уровне проектного значения, в 2020-2021 гг. – превысила проектный уровень на 8 % и 18 %, за счет большей приемистости, чем было запроектировано на 26 % и 43 %. В 2022 г. закачка воды соответствовала проектному значению, в 2023 г. – больше проектного значения на 7 % за счет большей приемистости скважин на 53 %, чем было запроектировано (таблица 3.2.3.9).

Фактическая среднегодовая обводненность соответствует проектной (99 %).

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти (9425 тыс.т.), отбор от НИЗ (90,9 %) и текущий КИН (0,497 д.ед.) соответствуют проектным значениям.

IV объект разработки

В таблице 3.2.3.10 приведены проектные и фактические показатели IV объекта разработки за 2019 - 2023 гг.

За анализируемый период, как и запроектировали, IV объект на территории АО «Т-П» разрабатывался без ППД.

Как видно из таблицы 3.2.2.10, фактическая добыча нефти и жидкости в 2019 г. была больше проектных значений на 55 % и 44 %, из-за большего, чем запроектировали дебита по нефти и жидкости на 54 % и 45 % соответственно.

Фактический годовой уровень добычи нефтяного газа в 2019 г. был больше проектного на 60 %, что связано с большей добычей нефти на 55 %, чем было запроектировано.

В 2020 г. добыча нефти и газа практически соответствуют проекту. Добыча жидкости превышала на 76 %, из-за большего, чем запроектировали, среднесуточного дебита жидкости на 75 % (таблица 3.2.3.10).

Таблица 3.2.3.9 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». III объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	43,1	44,3	36,1	36,2	30,6	32,2	27,2	26,9	21,2	23,9
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	9304	9306	9340	9342	9371	9374	9398	9401	9423	9425
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,491	0,491	0,493	0,493	0,495	0,495	0,496	0,496	0,497	0,497
Добыча жидкости	тыс. т	4609	4850	3939	4100	3372	4030	2993	3012	2357	2793
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	81717	81958	85656	86058	89028	90089	92021	93100	95487	95894
Закачка воды	тыс.м^3	5507	5745	4958	5379	4535	5347	4338	4357	3486	3736
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	85093	85331	90050	90710	94585	96057	98923	100414	103975	104150
Обводненность среднегодовая	%	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	9,7	9,5	8,1	8,2	6,7	8,1	5,7	6,9	5,7	8,0
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	1212	1212	1220	1220	1227	1228	1232	1235	1241	1243
Газовый фактор	м^3/т	225	215	224	226	219	251	210	256	269	335
Фонд добывающих скважин	ед.	32	36	27	36	24	34	22	31	23	32
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	32	31	27	31	24	26	22	22	21	23
Фонд нагнетательных скважин	ед.	36	31	36	31	35	29	33	29	29	27
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	36	29	36	29	35	27	33	25	26	24
Текущая компенсация отборов	%	119	118	125	131	134	132	144	144	147	133
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	3,5	3,8	3,4	3,4	3,3	3,1	3,3	3,5	3,1	3,6
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	375,2	412,3	369,5	379,9	365,9	388,6	360,1	389,8	258,3	420,0
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	439,7	523,8	395,9	497,3	367,2	525,4	366,8	501,4	406,6	623,3
Темп отбора от НИЗ	%	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Темп отбора от ТИЗ	%	3,9	4,0	3,4	0,3	3,0	3,1	2,7	2,7	2,2	2,5
Отбор от НИЗ	%	89,7	89,8	90,1	90,1	90,4	90,4	90,6	90,7	90,9	90,9
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,96	0,90	0,79
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,96	0,90	0,96	0,90	0,68

Таблица 3.2.3.10 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». IV объект. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	0,8	1,2	0,6	0,6	0,3	0,9	0,8	0,7	0,5	0,7
Накопленная добыча нефти, тыс. т	тыс. т	225	225	226	226	226	227	227	228	228	228
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,273	0,273	0,274	0,274	0,274	0,276	0,275	0,277	0,277	0,277
Добыча жидкости	тыс. т	62,5	90,1	61,8	108,7	30,2	104,6	73,1	110,5	82,5	118,1
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	1385	1410	1447	1518	1477	1626	1550	1736	1818	1854
Обводненность среднегодовая	%	98,8	98,7	99,1	99,5	99,1	99,1	98,9	99,4	99,4	99,4
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	0,11	0,18	0,09	0,08	0,04	0,14	0,12	0,10	0,08	0,11
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	30,2	30,2	30,3	30,3	30,3	30,5	30,4	30,6	30,7	30,7
Газовый фактор	м^3/т	146,7	151,0	152,5	151,0	148,1	151,0	151,9	152,6	150,4	155,5
Фонд добывающих скважин	ед.	1	2	1	1	1	2	1	2	1	2
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	2,1	3,2	1,7	1,5	0,8	2,6	2,3	2,0	1,8	2,1
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	173	251	171	299	167	287	211	314	279	330
Темп отбора от НИЗ	%	0,3	0,4	0,2	0,2	0,1	0,3	0,3	0,2	0,2	0,26
Темп отбора от ТИЗ	%	1,3	2,0	1,0	0,2	0,5	1,7	1,4	1,3	1,0	1,4
Отбор от НИЗ	%	80,1	80,1	80,3	80,3	80,4	80,7	80,7	81,0	81,2	81,3
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95

В 2021 г. фактическая добыча нефти и жидкости была больше проектного значения (0,9 тыс.т против 0,3 тыс.т) и (104,6 тыс.т против 30,2 тыс.т) из-за большего, чем запроектировали дебита по нефти (2,6 т/сут против 0,8 т/сут) и дебита по жидкости (286,7 т/сут против 167 т/сут).

В 2022 г. добыча нефти меньше проектных значений на 13 %, из-за меньшего, чем запроектировали дебита по нефти на 15 %. Добыча жидкости превышает проектный уровень на 51 %, за счет большего дебита по жидкости на 49 %, чем по проекту. Фактическая добыча газа меньше проектной величины на 13 %, за счет меньшей добычи нефти, чем запроектировано, при этом газовый фактор практически на уровне проекта и составил 152,6 $м^3$/т. Фонд действующих добывающих скважин на уровне проектного и составил 1 ед. (таблица 3.2.3.10).

В 2023 г. фактическая добыча нефти и жидкости превышают проектные значения на 42 % и 43 % , за счет больших дебитов по нефти и жидкости на 14 % и 18 %, чем запроектировано (таблица 3.2.3.10).

Фактическая добыча нефтяного газа в 2023 г. была больше проектного на 46 %, что связано с большей добычей нефти на 42 %, чем было запроектировано.

Текущий КИН соответствует проектному значению (0,277 д. ед.)

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

В таблице 3.2.3.11 приведены проектные и фактические показатели разработки месторождения Кумколь территория АО «ПККР» за 2019-2023 гг.

В 2019 г. добыча нефти, жидкости, нефтяного газа и закачки воды соответствуют проектным значениям.

За 2020 г. добыча нефти и жидкости больше на 16 % и 14 % , что связано с большим среднесуточным дебитом нефти и жидкости на 13 % и 17 %. Добыча газа практически на уровне проекта и составила 33,7 млн.м^3.Среднегодовая обводненность на уровне проекта (98,3 %).

Добыча нефти за 2021 г. соответствуют проектному значению. Добыча жидкости превышает проект на 13 % (11783,9 тыс.т против 10417,8 тыс.т), что связано с большим дебитом жидкости (344 т/сут против 233,4 т/сут).

Добыча газа меньше проектной величины на 12 % (26 м^3 против 29,7 млн.м^3) из-за меньшего, чем запроектировали газового фактора (148,6 м^3/т против 170,2 м^3/т).

Фактическая годовая закачка воды в 2021 г. была на уровне проектной.

За 2022 г. фактическая добыча нефти и газа меньше проектных показателей на 18 % и 49 %, в связи с меньшим количеством добывающих скважин на 37 % (84 ед. против 129 ед.) и меньшего газового фактора на 38 % (103,3 м^3/т против 166,6 м^3/т).

Добыча жидкости больше проектного значения на 8 %, за счет большего дебита по жидкости на 69 %, чем по проекту. Закачка воды практически на уровне проектных величин (11271 тыс.м^3).

В 2023 г. фактическая добыча нефти превышает проектное значение на 16 %, за счет большего среднесуточного дебита по нефти, чем запроектировано.

Фактическая добыча жидкости и нефтяного газа на уровне проектных величин.

Обводненность жидкости на уровне проектной величины (98,8 %).

Фонд добывающих скважин на 1 ед. меньше проектного значения, нагнетательный фонд меньше на 13 ед.

В целом по территории АО «ПККР» по состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти и текущий КИН соответствует проекту и составили 40760 тыс.т и 0,523 д.ед, соответственно (см. таблицу 3.2.3.11).

I объект разработки

В таблице 3.2.3.12 приведены проектные и фактические показатели I объекта разработки, территория АО «ПККР» за 2019-2023 гг.

Как видно из таблицы 3.2.3.12, добыча нефти за 2019 г. больше на 15 %, из-за большего, чем запроектировали дебита по нефти на 5 % (3,3 т/сут против 3,5 т/сут).

Фактическая добыча жидкости и закачка воды за 2019 г. была на уровне проектной.

В 2019 г. фактическая добыча нефтяного газа больше проектного на 16 %, что связано с большей, чем запроектировали, добычи нефти на 15 %.

За 2020 г. добыча нефти больше на 26 %, из-за большего, чем запроектировали дебита по нефти на 30 % (3,6 т/сут против 3,9 т/сут).

Фактический годовой уровень добычи нефтяного газа больше проектного на 67 %, что связано с большим газовым фактором, который составил 9,7 $м^3$/т при проекте 7,3 $м^3$/т.

Добыча нефти и газа в 2021 г. меньше запроектированного на 5 % и 8 % соответственно, что связано с меньшим количеством действующих добывающих скважин на 23 % (37 ед против 48 ед.), дебит нефти на уровне проекта (2,6 т/сут против 2,5 т/сут).

Добыча жидкости в 2021 г. была больше проектной величины на 25 % (7768,6 тыс.т против 6198,3 тыс.т) из-за большего на 30 %, запроектированного дебита жидкости (518 т/сут против 397 т/сут). Закачка воды больше проекта на 6 % (таблица 3.2.3.12).

Добыча нефти и газа в 2022 г. меньше запроектированного на 18 % и 16 % соответственно, что связано с меньшим количеством действующих добывающих скважин на 23 % (37 ед. против 48 ед.), дебит нефти на уровне проекта (2,2 т/сут).

Фактическая добыча жидкости в 2022 г. была больше проектной величины на 28 % (6824 тыс.т. против 5344 тыс.т) из-за большего на 57 %, запроектированного дебита жидкости (536,5 т/сут против 342,5 т/сут). Закачка воды больше проекта на 11 % (таблица 3.2.3.12).

В 2023 г. добыча нефти, жидкости, газа и закачка воды на уровне проектных значений.

По I объекту разработки по состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти на уровне проекта и составила 16598 тыс.т., добыча жидкости практически на уровне проекта и составила 173330 тыс.т. (таблица 3.2.3.12).

Текущий КИН соответствует проекту (0,576 д.ед.).

II объект разработки

В таблице 3.2.3.13 приведены проектные и фактические показатели II объекта разработки, по территории АО «ПККР» за 2019 - 2023 гг.

Добыча нефти, жидкости, закачки воды и нефтяного газа за 2019 г. практически соответствует проектным значениям, при этом количество действующих добывающих скважин больше на 5 ед.

За 2020 г. добыча нефти, жидкости и закачка воды отобраны больше на 15 %, 22 % и 25 %, чем по проекту, за счет больших дебитов по нефти и жидкости, чем по проекту и большего фонда добывающих скважин (таблица 3.2.3.13).

В 2021 г. добыча нефти, жидкости и нефтяного газа практически соответствует проектным значениям, при этом количество действующих добывающих скважин меньше на 18 ед.

В 2022 г. фактическая добыча нефти, жидкости и газа отстает от проекта на 16 %, 21 % и 51 %, соответственно, в связи с отставанием действующего фонда скважин на 46 %, при этом дебит по нефти и жидкости больше проектных на 42 % и 48 %, соответственно. Газовый фактор меньше проекта на 41 % (107 $м^3$/т против 182 $м^3$/т).

Закачка воды отставала от проекта на 30 % (2433,0 тыс.$м^3$ против 3492,4 тыс.$м^3$) из-за меньшего фонда нагнетательных скважин (17 ед. против 46 ед). Приемистость составила 338,7 $м^3$/сут, при проектной величине 177,1 $м^3$/сут (таблица 3.2.3.13).

В 2023 г. фактическая добыча нефти больше проектного значения на 28 %, за счет большего дебита по нефти на 26 %, чем по проекту.

Добыча жидкости на уровне проектного значения, закачка воды большего проектного уровня на 9 %, за счет большей приемистости скважин.

Добыча нефтяного газа большего проектного значения на 8 %.

Обводненность жидкости на уровне проектного значения (97,3 %).

Фонд добывающих скважин составил 34 ед., при проекте 36 ед., фонд нагнетательных 14 ед., при проекте 22 ед. (таблица 3.2.3.12).

Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2024 г. на уровне проекта и составила 18749 тыс.т, добыча жидкости практически на уровне проекта и составила 97861 тыс.т (таблица 3.2.3.12).

Текущий КИН соответствует проекту (0,540 д.ед.).

Таблица 3.2.3.11– Месторождение Кумколь. АО «ПККР». Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	225	232	181	211	175	175	157	128	94	110
Накопленная добыча нефти	тыс. т	40070	40077	40251	40287,7	40521	40522	40678	40650	40744	40760
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,520	0,520	0,522	0,523	0,520	0,520	0,522	0,522	0,523	0,523
Добыча жидкости	тыс. т	13015	13568	10929	12440	10418	11784	9138	9903	9326	9106
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	243676	244356	254605	256796	267332	268698	276470	278602	287670	287708
Закачка воды	тыс.$м^3$	16356	16247	13069	14417	13139	13133	11451	11271	10650	11130
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	278822	278713	291891	293130	306269	306263	317720	317534	328193	328664
Обводненность среднегодовая	%	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,5	98,3	98,7	99,0	98,8
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	47	46	33	34	30	26	26	13	11	12
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	3602	3601	3635	3635	3681	3677	3707	3690	3702	3702
Газовый фактор	$м^3$/т	209	199	180	159	170	149	167	103	120	106
Фонд добывающих скважин	ед.	130	138	128	125	130	92	129	85	90	89
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	123	125	121	120	123	82	122	77	82	79
Фонд нагнетательных скважин	ед.	93	98	95	104	97	72	99	61	69	56
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	89	76	91	80	93	63	94	52	63	45
Текущая компенсация отборов	%	124	119	118	115	125	159,5	124,0	114	114	122
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5,3	5,0	4,4	5,0	4,1	5,1	3,7	4,6	3,5	4,1
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	292	293	249	292	233	344	210	354	342	337
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	470	457	367	473	362	520	309	594	550	610
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,3
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	6,1	6,2	5,2	6,0	5,0	5,0	4,7	3,9	3,0	3,5
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти	%	91,4	91,4	91,8	91,9	92,5	92,5	92,8	92,8	93	93,0
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,76	0,90	0,95	0,90	0,93
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,66	0,90	0,95	0,90	0,90

Таблица 3.2.3.12 – Месторождение Кумколь. АО «ПККР». I объект разработки. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2022 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	55	63	47	59	41	39	35	28	25	27
Накопленная добыча нефти	тыс. т	16438	16446	16484	16504	16545	16543	16580	16571	16597	16598
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,570	0,570	0,572	0,572	0,574	0,574	0,575	0,575	0,576	0,576
Добыча жидкости	тыс. т	8234	8407	6955	7564	6198	7769	5344	6824	6498	6276
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	144724	144897	151679	152461	158659	160230	164004	167054	173365	173330
Закачка воды	тыс.$м^3$	11178	10899	9057	9144	8630	9134	7441	8287	8089	8304
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	160562	160283	169619	169427	178058	178561	185499	186849	195053	195153
Обводненность среднегодовая	%	99,3	99,2	99,3	99,2	99,3	99,5	99,4	99,6	99,61	99,6
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	0,5	0,6	0,3	0,6	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	159,8	159,9	160,1	160,5	160,8	160,7	161,1	161,0	161,2	161,2
Газовый фактор	$м^3$/т	9,1	9,2	7,3	9,7	7,64	7,4	7,5	7,7	10,5	10,6
Фонд добывающих скважин	ед.	51	53	51	51	50	42	50	39	39	42
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	48	48	48	49	48	37	48	37	35	40
Фонд нагнетательных скважин	ед.	46	49	47	52	48	44	47	39	42	37
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	46	36	47	41	48	39	47	34	38	26
Текущая компенсация отборов	%	136	130	130	121	139	121,8	139	125,8	120	137
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	3,3	3,5	2,8	3,6	2,5	2,6	2,1	2,2	2,06	2,1
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	517,3	459,1	461,3	471,1	397,2	517,96	342,5	536,5	525,4	490,2
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	665,8	680,0	528,0	697,6	492,6	714,5	433,8	759,0	732,8	796,0
Темп отбора от НИЗ	%	0,3	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Темп отбора от ТИЗ	%	6,1	7,5	5,4	7,4	5,2	5,1	4,6	3,9	3,5	3,7
Отбор от НИЗ	%	95,1	95,1	95,3	95,4	95,7	95,7	95,9	95,8	96,0	96,0
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,90	0,90	0,95	0,90	0,94	0,90	0,88
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,88	0,90	0,90	0,90	0,88	0,90	0,93

Таблица 3.2.3.13 – Месторождение Кумколь. АО «ПККР». II объект разработки. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2022 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	145	143	115	132	112	117	95	80	51	66
Накопленная добыча нефти	тыс. т	18358	18355	18472	18487	18599	18604	18694	18683	18734	18749
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,531	0,531	0,534	0,535	0,538	0,538	0,541	0,540	0,542	0,542
Добыча жидкости	тыс. т	4459	4788	3657	4478	3882	3596	3438	2713	2436	2413
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	84331	84660	87988	89139	93021	92735	96458	95448	97827	97861
Закачка воды	тыс.м^3	4520	4638	3723	4641	3946	3304	3492	2433	2150	2350
Накопленная закачка воды	тыс.м^3	90804	90922	94527	95563	99510	98867	103002	101300	103356	103650
Обводненность среднегодовая	%	96,8	97,4	96,9	97,1	97,1	96,8	97,2	97,1	97,9	97,3
Добыча нефтяного газа	млн.м^3	36,1	35,2	27,4	27,4	22,8	21,7	17,3	8,5	7,2	7,8
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м^3	2634	2633	2661	2660	2683	2682	2700	2690	2698	2698
Газовый фактор	м^3/т	249	247	239	207,9	203,57	186	181,5	107,0	141,0	118,4
Фонд добывающих скважин	ед.	64	72	62	64	60	42	59	33	36	34
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	61	66	59	61	57	39	56	30	32	31
Фонд нагнетательных скважин	ед.	43	45	44	48	45	24	46	17	22	14
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	40	37	40	35	41	20	42	15	20	14
Текущая компенсация отборов	%	100	96	100	103	100	93	100	91	85	99
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	7,0	6,0	5,7	5,8	5,7	7,4	5	7,1	5,0	6,3
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	195	203	165	198	181	227	163	241	240	232
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м^3/сут	245	256	197	286	205	291	177	339	307	335
Темп отбора от НИЗ	%	0,4	0,7	0,3	0,6	0,3	0,6	0,3	0,4	0,1	0,3
Темп отбора от ТИЗ	%	89,8	89,8	90,4	90,5	91,0	91,0	91,5	91,4	91,7	91,8
Отбор от НИЗ	%	6,5	6,9	5,5	6,8	5,8	6,4	5,2	4,6	2,9	3,7
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,92
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95

III объект разработки

В таблице 3.2.3.14 приведены проектные и фактические показатели III объекта разработки, территория АО «ПККР» за 2019- 2023 гг.

Добыча нефти, жидкости, закачки воды и нефтяного газа за 2019 г. соответствуют проектным значениям.

За 2020 г. добыча нефти отобрана больше на 11 %, фактическая добыча жидкости на уровне проектной величины, из-за большего, чем запроектировали среднесуточного дебита жидкости на 29 %.

Фактическая среднегодовая обводненность практически соответствует проектным.

Закачка воды за 2020 г. больше проектной, из-за большей, чем запроектировали среднесуточной приемистости. Фактическая добыча нефтяного газа больше проектного годового уровня на 119 %, из-за большего, чем запроектировали газового фактора в 2 раза.

Добыча нефти в 2021 г. почти на уровне проектного значения (8,9 тыс.т против 9,2 тыс.т). Добыча жидкости и нефтяного газа отстают от проектных значений на 21 % и 29 %, что связано с обводненностью (94,8 %) и меньшего газового фактора, чем запроектировано (308,6 $м^3$/т против 423,9 $м^3$/т). Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 4 ед. (см. таблицу 3.2.3.14).

Закачка воды больше проектного значения на 24 % (695 тыс.$м^3$ против 561,9 тыс.$м^3$), что связано с большей фактической приемистостью (623,9 $м^3$/сут против 380,7 $м^3$/сут). Фонд нагнетательных скважин соответствует проекту (4 ед.)

В 2022 г. фактическая добыча нефти, жидкости и газа отстает от проектной величины на 39 %, 53 % и 70 %, соответственно, из-за меньшего фонда добывающих скважин на 71 %. Газовый фактор отстает от проекта на 52 % (178 $м^3$/т против 370 $м^3$/т).

В 2023 г. фактическая добыча нефти, жидкости и закачка воды больше проектных величин на 12 % ,18 % и 20 %, за счет большего коэффициента добывающих скважин (см. таблицу 3.2.3.14).

Обводненность жидкости на уровне проекта (96 %).

По состоянию на 01.01.2024 г. текущий КИН на уровне проекта (0,452 д.ед.).

Таблица 3.2.3.14 – Месторождение Кумколь.. АО «ПККР». III объект разработки Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	11,3	11,9	9,1	10,1	9,2	8,9	8,1	5,0	3,8	4,3
Накопленная добыча нефти	тыс. т	4634	4635	4644	4645	4654	4654	4663	4659	4663	4663
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,450	0,450	0,450	0,451	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452
Добыча жидкости	тыс. т	215	212	217	225	220	173	221	103	90	106
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	12387	12384	12604	12609	12830	12783	13051	12886	12970	12992
Закачка воды	тыс.$м^3$	658	710	289	632	562	695	499	551	375	452
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	28139	27296	28428	27927	28489	28622	28988	29173	29535	29625
Обводненность среднегодовая	%	94,8	94,7	95,8	95,5	95,8	94,8	96,3	95,2	95,7	96,0
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	5,7	6,0	2,0	4,4	3,9	2,8	3	0,89	0,52	0,55
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	678	678	680	683	687	686	690	686	687	687
Газовый фактор	$м^3$/т	504,4	502,8	219,8	435,4	423,9	308,6	370,4	178,1	135,8	127,5
Фонд добывающих скважин	ед.	7	6	7	6	7	3	7	2	3	2
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	7	5	7	6	7	3	7	2	3	2
Фонд нагнетательных скважин	ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	2	3
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	4	3	4	4	4	4	4	3	2	3
Текущая компенсация отборов	%	297	324	130	273	249	390	221	522	400	420
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	4,9	5,0	4,0	4,2	4	4,6	3,6	4,5	4,09	3,9
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	72,2	88,8	73,0	94,1	74,1	88,8	74,4	92,9	96,2	95,8
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	445,8	503,1	195,8	560,9	380,7	623,9	338,3	639,2	601,1	572,4
Темп отбора от НИЗ	%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,10	0,1	0,08
Темп отбора от ТИЗ	%	2,7	2,9	2,2	2,6	2,3	2,3	2,1	1,31	1,0	1,13
Отбор от НИЗ	%	92,0	92,0	92,2	92,2	92,4	92,4	92,5	92,5	92,5	92,5
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,90	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,97
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,77	0,90	0,76	0,90	0,79	0,90	0,72

IV объект разработки

В таблице 3.2.3.15 приведены проектные и фактические показатели IV объекта разработки по территории АО «ПККР» за 2019 - 2023 гг.

Добыча нефти и газа в 2019 г. соответствует проектной величине. Фактическая добыча жидкости больше на 48 %, из-за большего среднесуточного дебита по жидкости на 52 %.

За 2020 г. фактическая добыча нефти на уровне проектного значения, добыча жидкости больше проектного годового уровня на 73 %, из-за большего среднесуточного дебита по жидкости в 2 раза. Добыча нефтяного газа отстает от проекта на 55 % (1,4 млн.м^3 против 3,0 млн.м^3), из-за меньшего газового фактора на 54 % (123,4 т/м^3 против 270,3 т/м^3).

Добыча нефти в 2021 г. отстает от проектного значения на 14 %, добыча газа отстает на 49 % от проекта, из-за меньшего фонда добывающих скважин на 62 % и коэффициента эксплуатации скважин (0,8 д.ед. против 0,9 д.ед.).

Фактический газовый фактор меньше проектного на 41 % (таблица 3.2.3.15).

Фактическая добыча жидкости больше проекта (245,8 тыс.т против 117 тыс.т), из-за большего среднесуточного дебита по жидкости (164,4 т/сут против 30,5 т/сут).

Фонд добывающих скважин меньше проектного на 8 ед. (5 ед. вместо 13 ед.).

В 2022 г. добыча нефти и газа отстают от проектных показателей на 19 % и 34 %, из-за действующего фонда добывающих скважин, которая отстает от проекта на 33 % (8 ед. против 12 ед.) и меньшего газового фактора на 19 %. Фактическая добыча жидкости больше проекта на 95 %, из-за большего среднесуточного дебита по жидкости в 2 раза.

Согласно проектному документу «Дополнение к Проекту разработки…2021 г.» закачка воды предусматривалась с 2022 г., фактически началась в конце 2023 г.

В 2023 г. фактическая добыча нефти, жидкости и газа практически на уровне проектных значений. Закачка воды отстает от проекта на 33 %, фонд нагнетательных скважин отстает на 1 ед. (2 ед. против 3 ед.)

Обводненность жидкости практически на уровне проекта (96 %).

Текущий КИН на уровне проекта (0,181 д.ед.).

Таблица 3.2.3.15 – Месторождение Кумколь. АО «ПККР». IV объект разработки. Проектные и фактические показатели разработки за 2019-2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс. т	13,7	13,7	11,1	11,0	12,7	10,9	18,5	15,0	14,1	13,4
Накопленная добыча нефти	тыс. т	640	640	651	651	723	721	741	736	750	749
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,190	0,190	0,190	0,193	0,174	0,174	0,179	0,177	0,181	0,181
Добыча жидкости	тыс. т	108	160	100	173	117	246	135	263	303	311
Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	2362	2414	2462	2587	2822	2951	2957	3214	3507	3525
Закачка воды	тыс.$м^3$	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	18,3	0	36,1	24,1
Накопленная закачка воды	тыс.$м^3$	213	213	213	213	213	213	231	213	249	237
Обводненность среднегодовая	%	87,3	91,4	88,9	93,7	89,2	95,5	86,3	94,3	95,3	95,7
Добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	4,7	4,4	3,0	1,4	2,6	1,331	5,5	3,6	3,305	3,1
Накопленная добыча нефтяного газа	млн.$м^3$	130	130	133	131	151	149	156	153	156	156
Газовый фактор	$м^3$/т	343	322	270	123	205	122	297	240	234	229
Фонд добывающих скважин	ед.	8	7	8	4	13	5	13	11	12	11
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	7	6	7	4	12	3	12	8	12	6
Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	2	1	3	2
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	0	0	0	0	0	0	2	0	3	2
Ввод из бурения добыв. скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	2	0	3	0
Перевод под ППД		0	0	0	0	0	0	2	0	1	1
Текущая компенсация отборов	%	0	0	0	0	0	0	13	0	-	-
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	5,8	5,9	4,7	6,8	3,3	7,3	4,8	5,1	3,6	4,9
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	45,6	69,4	42,2	106,7	30,5	164,4	41,5	89,8	78,2	114,2
Среднесуточная приемистость 1 скв.	$м^3$/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,9	0,0	51,9	360,0
Темп отбора от НИЗ	%	1,8	1,8	1,4	1,4	1,2	1,0	1,8	1,4	1,3	1,3
Темп отбора от ТИЗ	%	9,6	9,6	8,6	9,3	3,6	3,2	5,5	4,7	4,4	4,2
Отбор от НИЗ	%	83,3	83,3	84,7	84,7	68,3	68,1	70,1	69,6	0,90	70,8
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,59	0,90	0,80	0,90	0,82	0,90	0,95	0,90	0,95

IV объект разработки (Юго-Восток)

Согласно проектному документу «Дополнение к ПР месторождения Кумколь» [32] в 2022 г. предусматривался ввод из бурения 2 новых скважин, также была запроектирована система ППД, путем перевода под закачку двух новых скважин (5032, 5035), после отработки на нефть.

Согласно «АР месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г.» предусматривалось бурение 5 новых скважин в 2022 г., ввод их в разработку предусматривался в 2023 г., также перевод по ППД в 2023 г. 1 скважину (40).

Фактически на дату данного отчета (01.01.2024 г.) пробурены все 5 скважин, но в разработку ввели 2 нагнетательные скважины (1 ед. - новая из бурения, 1 ед.– переведенная с добывающего фонда), остальные 4 новые скважины находились в освоении.

В таблице в 3.2.3.16 приведены проектные и фактические показатели IV объекта (Юго-Восток) территории АО «ПККР» за 2022-2023 гг.

В 2021 г. скважины находились в консервации, разработка началась с 2022 г.

В 2022 г. добыча нефти и газа отстают от проектных показателей на 19 % и 38 %, соответственно, из-за меньшего фактического дебита нефти на 19 % и количества действующего фонда добывающих скважин (3 ед. против 5 ед.).

Обводненность жидкости превысила проект на 14 % (таблица 3.2.3.16.).

В 2023 г. фактическая добыча нефти и газа практически на уровне проектных значений, добыча жидкости меньше проекта на 40 %.

Фонд действующих добывающих скважин меньше на 4 ед. (3 ед. против 7 ед.).

Таблица 3.2.3.16 – Месторождение Кумколь. АО «ПККР». IV объект разработки. Ю-В часть. Проектные и фактические показатели разработки за 2022 – 2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2022 г.		2023 г.	
		проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс.т	10,3	8,4	7,9	7,4
Накопленная добыча нефти	тыс.т	72,0	67,1	75,1	74,5
Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед	0,093	0,086	0,097	0,096
Добыча жидкости, всего	тыс.т	43,4	62,6	89,9	54,2
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	183,5	181,1	273,9	235,3
Закачка воды	тыс.м3	18,0	0,0	36,0	24,1
Накопленная закачка воды	тыс.м3	18,0	0,0	36,0	24,1
Обводненность среднегодовая	%	76,3	86,6	91,2	86,3
Добыча нефтяного газа	млн.м³	4,6	2,844	2,6	2,4
Накопленная добыча газа	млн.м³	22,6	19,3	21,9	21,7
Газовый фактор	м³/т	447	340	329	319
Ввод из бурения добывывающих скважин	ед.	2	0	3	0
В освоении		0	0	0	4
Фонд добывающих скважин	ед.	5	6	7	7
Фонд действ. добывающих скважин	ед.	5	3	7	3
Фонд нагнетательных скважин	ед.	2	1	3	2
Фонд действ. нагнетательных скв.	ед.	2	0	3	2
Перевод под ППД	ед.	2	0	1	1
Текущая компенсация отборов	%	37,0	0	37	41
Среднесуточный дебит нефти 1 скв.	т/сут	6,9	5,6	3,4	5,7
Среднесуточный дебит жидкости 1 скв.	т/сут	36,6	41,9	39,0	42,0
Среднесуточная приемистость 1 скв.	м3/сут	31,0	0,0	52,0	360,0
Темп отбора нефти от НИЗ	%	3,6	2,9	2,7	2,6
Темп отбора нефти от ТИЗ	%	4,5	3,8	3,6	3,3
Отбор от НИЗ	%	24,9	23,2	26,0	25,8
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,98

3.2.4 Текущее энергетическое состояние залежей

На месторождении Кумколь в разработке находятся 4 объекта: I, II, III и IV. Все объекты разрабатываются с ППД, путем закачки воды, согласно рекомедациям действующего проектного документа [32].

С целью контроля энергетического состояния залежей на месторождении Кумколь построены карты изобар по всем объектам на дату анализа 01.01.2024 г. с использованием результатов определения пластового давления за 4 квартал 2023 года (граф. прил. 32, 33, 34 и 35).

Начальное пластовое давление по I объекту – 11,6 МПа, по II объекту – 13,3 МПа, по III объекту – 13,6 МПа, по IV объекту – 13,5 МПа.

Значения текущего давления насыщения по объектам: I объект – 3,1 МПа, II объект – 3,5 МПа, III объект –8,5 МПа, IV объект – 10,2 МПа.

Ниже приведена характеристика пластового давления по объектам разработки.

I объект разработки

I объект разрабатывается с поддержанием пластового давления путём закачки воды.

Согласно построенной карте изобар (см. граф. прил. 32) средневзвешенное пластовое давление составило 8,8 МПа, что ниже начального пластового на 2,8 МПа и выше давления насыщения на 3,1 МПа.

При построении карты изобар использовались определения пластового давления в 71 скважине, которые представлены в таблице 3.2.4.1

Как видно на карте изобар, в северной части I объекта наблюдается зона пониженного давления в районе скважин 1101, 1100, 1245, 1247 и 2240.

Таблица 3.2.4.1 – Месторождение Кумколь. I объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар

Скв.	Дата	Вид замера	Пластовое давление приведенное на ВНК, МПа	Категория скважины	Территория
1	2	3	4	5	6
3014	01.10.2023	Рпл	4,25	добывающая	АО "ПККР"
1019	01.10.2023	Рпл	11,14	добывающая	АО «ПККР»
4023	23.10.2023	Рпл	6,12	добывающая	АО "ПККР"
130	26.10.2023	Рпл	6,47	добывающая	АО "ПККР"
2063	27.10.2023	Рпл	6,03	добывающая	АО "ПККР"
148	26.11.2023	Рпл	8,59	добывающая	АО "ПККР"
342	26.11.2023	Рпл	8,36	добывающая	АО "ПККР"
407	28.11.2023	Рпл	5,43	добывающая	АО "ПККР"
3045	27.12.2023	Рпл	6,35	добывающая	АО "ПККР"
202	05.10.2023	Рпл	11,06	бд	АО "ПККР"
1009	19.10.2023	Рпл	11,17	наблюдательная	АО "ПККР"
5002	23.10.2023	Рпл	7,90	наблюдательная	АО "ПККР"
12	27.10.2023	Рпл	5,95	наблюдательная	АО "ПККР"
1001	28.10.2023	Рпл	10,67	наблюдательная	АО "ПККР"

Продолжение таблицы 3.2.4.1

1	2	3	4	5	6
152	29.10.2023	Рпл	10,11	добывающая	АО "ПККР"
304	29.10.2023	Рпл	5,65	добывающая	АО "ПККР"
2002	30.10.2023	Рпл	11,50	добывающая	АО "ПККР"
300	30.10.2023	Рпл	4,49	наблюдательная	АО "ПККР"
3006	05.11.2023	Рпл	10,75	наблюдательная	АО "ПККР"
1039	05.11.2023	Рпл	11,42	бд	АО "ПККР"
1027	18.12.2023	Рпл	10,72	бд	АО "ПККР"
104	28.12.2023	Рпл	11,63	наблюдательная	АО "ПККР"
151	28.12.2023	Рпл	10,52	наблюдательная	АО "ПККР"
245	31.12.2023	Рпл	11,26	наблюдательная	АО "ПККР"
1047	17.10.2023	Рпл	5,58	наблюдательная	АО "ТП"
1103	06.11.2023	Рпл	8,54	добывающая	АО "ТП"
1129	04.12.2023	Рпл	6,96	добывающая	АО "ТП"
2383	07.12.2023	Рпл	7,59	добывающая	АО "ТП"
1158	21.12.2023	Рпл	7,64	добывающая	АО "ТП"
1101	15.10.2023	Нст	1,82	добывающая	АО "ТП"
1054	09.11.2023	Нст	4,78	добывающая	АО "ТП"
1059	09.11.2023	Нст	6,27	бд	АО "ТП"
1256	12.11.2023	Нст	8,40	добывающая	АО "ТП"
1258	17.11.2023	Нст	3,84	наблюдательная	АО "ТП"
1077	20.11.2023	Нст	7,09	наблюдательная	АО "ТП"
2250	24.11.2023	Нст	2,36	простой	АО "ТП"
1128	24.11.2023	Нст	8,30	бд	АО "ТП"
1049	01.12.2023	Нст	4,67	добывающая	АО "ТП"
1070	02.12.2023	Нст	7,61	добывающая	АО "ТП"
2449	02.12.2023	Нст	9,29	бд	АО "ТП"
17ВК	02.12.2023	Нст	7,22	наблюдательная	АО "ТП"
1305	02.12.2023	Нст	5,92	наблюдательная	АО "ТП"
1307	02.12.2023	Нст	4,96	наблюдательная	АО "ТП"
1061	03.12.2023	Нст	8,09	добывающая	АО "ТП"
1295	03.12.2023	Нст	6,37	простой	АО "ТП"
1160	03.12.2023	Нст	8,97	бд	АО "ТП"
1269	07.12.2023	Нст	8,23	добывающая	АО "ТП"
1358	07.12.2023	Нст	6,17	бд	АО "ТП"
2298	08.12.2023	Нст	6,37	бд	АО "ТП"
1268	09.12.2023	Нст	5,54	бд	АО "ТП"
2183	12.12.2023	Нст	6,01	простой	АО "ТП"
1207	16.12.2023	Нст	7,28	наблюдательная	АО "ТП"
2184	16.12.2023	Нст	6,23	наблюдательная	АО "ТП"
1163	21.12.2023	Нст	6,47	наблюдательная	АО "ТП"
2532	22.12.2023	Нст	6,68	бд	АО "ТП"
1294	22.12.2023	Нст	5,91	наблюдательная	АО "ТП"
2182	23.12.2023	Нст	6,00	бд	АО "ТП"
1255	23.12.2023	Нст	6,68	наблюдательная	АО "ТП"
1159	24.12.2023	Нст	7,98	наблюдательная	АО "ТП"
1125	24.12.2023	Нст	7,18	наблюдательная	АО "ТП"
1247	25.12.2023	Нст	4,23	наблюдательная	АО "ТП"
2249	25.12.2023	Нст	7,31	наблюдательная	АО "ТП"
213вк	29.12.2023	Нст	6,80	наблюдательная	АО "ТП"
2201	30.12.2023	Нст	8,26	наблюдательная	АО "ТП"
2382	30.12.2023	Нст	6,95	наблюдательная	АО "ТП"
1359	31.12.2023	Нст	7,34	бд	АО "ТП"
2090	01.12.2023	Нст	11,05	бд	АО "ТП"
3035	19.12.2023	Нст	7,33	простой	АО "ТП"
1034	01.12.2023	Нст	10,43	простой	АО "ТП"
1035	24.12.2023	Нст	7,07	бд	АО "ТП"
1044	31.12.2023	Нст	7,81	наблюдательная	АО "ТП"

На рисунке 3.2.4.1 представлена динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг.

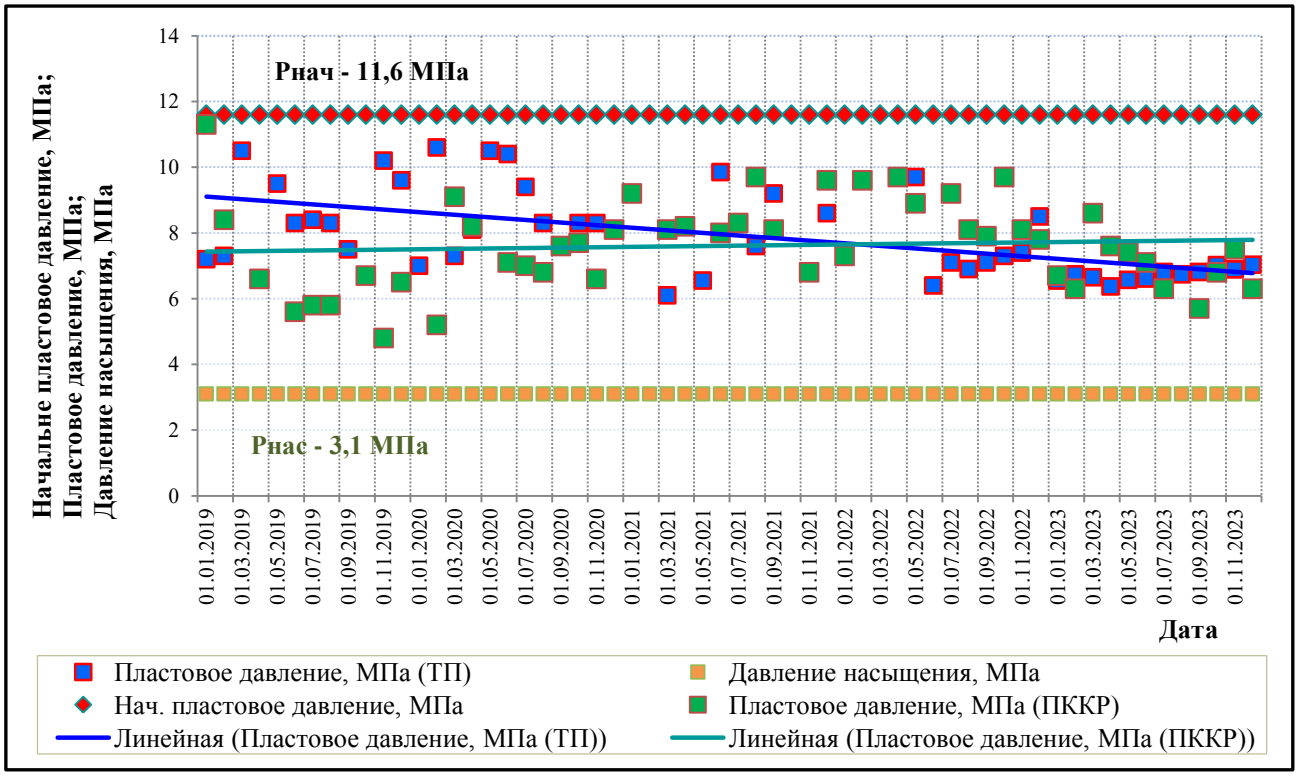


Рисунок 3.2.4.1 – Месторождение Кумколь. I объект. Динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг.

По состоянию на 01.01.2024 г. по I объекту накопленная компенсация отборов жидкости закачкой составляет 99,4 %, текущая – 115,2 %, соотношение нагнетательных скважин к добывающим – 96/131, средняя приёмистость на одну скважину – 701,4 м^3/сут.

II объект разработки

II объект разрабатывается с ППД путём закачки воды.

При построении карты изобар (см. граф. прил. 33) использовались замеры давления в 141 скважине (таблица 3.2.4.2).

Таблица 3.2.4.2 – Месторождение Кумколь. II объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар

Скв.	Дата	Вид замера	Пластовое давление приведенное на ВНК, МПа	Категория скважины	Территория
1	2	3	4	5	6
4019	02.10.23	Рпл	9,06	добывающая	АО "ПККР"
134	04.10.23	Рпл	7,81	добывающая	АО "ПККР"
1023	06.10.23	Рпл	7,63	добывающая	АО "ПККР"
1021	06.10.23	Рпл	11,44	добывающая	АО "ПККР"
1022	06.10.23	Рпл	7,51	добывающая	АО "ПККР"

Продолжение таблицы 3.2.4.2

1	2	3	4	5	6
2052	07.10.23	Рпл	8,26	добывающая	АО "ПККР"
1028	07.10.23	Рпл	6,51	добывающая	АО "ПККР"
2125	08.10.23	Рпл	7,50	добывающая	АО "ПККР"
3005	08.10.23	Рпл	11,17	добывающая	АО "ПККР"
2066	19.10.23	Рпл	9,14	добывающая	АО "ПККР"
2095	19.10.23	Рпл	11,19	добывающая	АО "ПККР"
19	22.10.23	Рпл	7,98	наблюдательная	АО "ПККР"
13	23.10.23	Рпл	9,62	добывающая	АО "ПККР"
2008	04.11.23	Рпл	8,53	добывающая	АО "ПККР"
1005	13.11.23	Рпл	8,29	добывающая	АО "ПККР"
5011	13.11.23	Рпл	11,41	добывающая	АО "ПККР"
416	14.11.23	Рпл	8,06	добывающая	АО "ПККР"
2062	16.11.23	Рпл	8,29	добывающая	АО "ПККР"
2316	23.11.23	Рпл	10,57	наблюдательная	АО "ПККР"
3009	23.11.23	Рпл	10,46	добывающая	АО "ПККР"
3029	24.11.23	Рпл	8,33	добывающая	АО "ПККР"
7	24.11.23	Рпл	11,94	добывающая	АО "ПККР"
246	26.11.23	Рпл	8,43	добывающая	АО "ПККР"
1015	27.11.23	Рпл	10,80	добывающая	АО "ПККР"
345	27.11.23	Рпл	6,54	наблюдательная	АО "ПККР"
1031	28.11.23	Рпл	8,32	добывающая	АО "ПККР"
2033	02.12.23	Рпл	11,51	добывающая	АО "ПККР"
2046	03.12.23	Рпл	7,52	добывающая	АО "ПККР"
2067	04.12.23	Рпл	8,48	добывающая	АО "ПККР"
4011	14.12.23	Рпл	8,70	добывающая	АО "ПККР"
3022	15.12.23	Рпл	6,36	добывающая	АО "ПККР"
4027	16.12.23	Рпл	7,99	добывающая	АО "ПККР"
11	16.12.23	Рпл	8,22	добывающая	АО "ПККР"
2110	17.12.23	Рпл	11,20	добывающая	АО "ПККР"
403	25.12.23	Рпл	7,47	добывающая	АО "ПККР"
243	26.12.23	Рпл	7,30	добывающая	АО "ПККР"
1004	26.12.23	Рпл	8,85	добывающая	АО "ПККР"
2073	26.12.23	Рпл	10,49	наблюдательная	АО "ПККР"
2098	26.12.23	Рпл	13,07	добывающая	АО "ПККР"
2060	28.12.23	Рпл	7,97	наблюдательная	АО "ПККР"
408	06.10.23	Рпл	12,99	наблюдательная	АО "ПККР"
2061	07.10.23	Рпл	12,69	наблюдательная	АО "ПККР"
3015	08.10.23	Рпл	7,27	наблюдательная	АО "ПККР"
4026	21.10.23	Рпл	11,39	наблюдательная	АО "ПККР"
1010	27.10.23	Рпл	11,44	наблюдательная	АО "ПККР"
2038	28.10.23	Рпл	8,75	наблюдательная	АО "ПККР"
2122	04.11.23	Рпл	10,02	наблюдательная	АО "ПККР"
2054	16.11.23	Рпл	8,47	наблюдательная	АО "ПККР"
2035	08.12.23	Рпл	8,08	наблюдательная	АО "ПККР"
2053	30.12.23	Рпл	7,49	наблюдательная	АО "ПККР"
2123	30.12.23	Рпл	9,08	наблюдательная	АО "ПККР"
2077	30.12.23	Рпл	8,41	наблюдательная	АО "ПККР"

продолжение таблицы 3.2.4.2

1	2	3	4	5	6
247	31.12.23	Рпл	8,82	наблюдательная	АО "ПККР"
2406	06.10.2023	Рпл	8,84	наблюдательная	АО "ТП"
1052д	09.10.2023	Рпл	7,35	наблюдательная	АО "ТП"
2676	19.10.2023	Рпл	8,11	наблюдательная	АО "ТП"
2217	12.10.2023	Нст	3,89	наблюдательная	АО "ТП"
3366	12.10.2023	Нст	6,96	наблюдательная	АО "ТП"
3081	12.10.2023	Нст	7,91	наблюдательная	АО "ТП"
2442	25.10.2023	Нст	6,50	наблюдательная	АО "ТП"
2421	03.11.2023	Нст	5,74	наблюдательная	АО "ТП"
2601	03.11.2023	Нст	7,68	наблюдательная	АО "ТП"
2726	03.11.2023	Нст	7,63	наблюдательная	АО "ТП"
3490	24.11.2023	Нст	7,77	наблюдательная	АО "ТП"
1064	25.11.2023	Нст	10,00	простой	АО "ТП"
2269	01.12.2023	Нст	9,40	наблюдательная	АО "ТП"
2431	01.12.2023	Нст	4,04	наблюдательная	АО "ТП"
2390	01.12.2023	Нст	5,40	наблюдательная	АО "ТП"
1078	01.12.2023	Нст	6,75	добывающая	АО "ТП"
2196	02.12.2023	Нст	4,56	добывающая	АО "ТП"
2433	02.12.2023	Нст	5,01	бд	АО "ТП"
2393	03.12.2023	Нст	9,66	добывающая	АО "ТП"
2423	04.12.2023	Нст	3,21	добывающая	АО "ТП"
2365	05.12.2023	Нст	2,19	бд	АО "ТП"
2438	08.12.2023	Нст	3,26	добывающая	АО "ТП"
2728	17.12.2023	Нст	5,63	наблюдательная	АО "ТП"
1093	25.12.2023	Нст	5,47	наблюдательная	АО "ТП"
2310	26.12.2023	Нст	4,80	добывающая	АО "ТП"
2326	26.12.2023	Нст	3,65	наблюдательная	АО "ТП"
2386	26.12.2023	Нст	7,30	наблюдательная	АО "ТП"
2733	27.12.2023	Нст	5,39	добывающая	АО "ТП"
2736	27.12.2023	Нст	6,68	добывающая	АО "ТП"
2577	28.12.2023	Нст	8,79	наблюдательная	АО "ТП"
3096	29.12.2023	Нст	8,36	бд	АО "ТП"
1053	30.12.2023	Нст	6,56	наблюдательная	АО "ТП"
2486	30.12.2023	Нст	4,81	наблюдательная	АО "ТП"
2173	20.07.2023	Рпл	12,46	бд	АО "ТП"
2376	17.09.2023	Рпл	9,25	наблюдательная	АО "ТП"
2128	01.12.2023	Нст	7,05	бд	АО "ТП"
3360	06.12.2023	Нст	4,11	бд	АО "ТП"
2476	22.12.2023	Нст	5,50	наблюдательная	АО "ТП"
1242	30.12.2023	Нст	6,00	простой	АО "ТП"
2737	06-16.10.2023	КПД	8,68	нагнетательная	АО "ТП"
3080	13.10.2023	Рпл	9,00	наб	АО "ТП"
2268	05.12.2023	Рпл	7,49	добывающая	АО "ТП"
2437	16.12.2023	Рпл	10,44	добывающая	АО "ТП"
2513	17.12.2023	Рпл	5,02	добывающая	АО "ТП"
3386	18.12.2023	Рпл	6,54	добывающая	АО "ТП"
2358	23.12.2023	Рпл	7,61	бд	АО "ТП"
2732	10.10.2023	Нст	4,95	наблюдательная	АО "ТП"
2299	12.10.2023	Нст	6,25	наблюдательная	АО "ТП"
2247	26.10.2023	Нст	3,56	бд	АО "ТП"

продолжение таблицы 3.2.4.2

1	2	3	4	5	6
2373	01.11.2023	Нст	9,68	наблюдательная	АО "ТП"
2311	03.11.2023	Нст	7,36	наблюдательная	АО "ТП"
2176	05.11.2023	Нст	3,91	добывающая	АО "ТП"
2370	08.11.2023	Нст	7,19	наблюдательная	АО "ТП"
2148	16.11.2023	Нст	4,75	простой	АО "ТП"
2525	26.11.2023	Нст	4,72	простой	АО "ТП"
3368	28.11.2023	Нст	2,81	простой	АО "ТП"
2417	02.12.2023	Нст	6,57	бд	АО "ТП"
2343	02.12.2023	Нст	9,11	наблюдательная	АО "ТП"
2501	04.12.2023	Нст	8,21	наблюдательная	АО "ТП"
2337	05.12.2023	Нст	5,16	бд	АО "ТП"
2604	05.12.2023	Нст	3,34	наблюдательная	АО "ТП"
2361	06.12.2023	Нст	6,22	бд	АО "ТП"
2171	11.12.2023	Нст	5,15	добывающая	АО "ТП"
3465	12.12.2023	Нст	7,26	бд	АО "ТП"
1232	13.12.2023	Нст	7,70	бд	АО "ТП"
2418	13.12.2023	Нст	3,21	наблюдательная	АО "ТП"
2292	15.12.2023	Нст	8,38	простой	АО "ТП"
2345	16.12.2023	Нст	8,16	простой	АО "ТП"
2341	16.12.2023	Нст	8,89	бд	АО "ТП"
2259	16.12.2023	Нст	7,41	наблюдательная	АО "ТП"
2512	17.12.2023	Нст	7,99	простой	АО "ТП"
3098	18.12.2023	Нст	3,79	наблюдательная	АО "ТП"
2248	18.12.2023	Нст	4,50	наблюдательная	АО "ТП"
2271	18.12.2023	Нст	6,33	наблюдательная	АО "ТП"
2279	20.12.2023	Нст	5,71	наблюдательная	АО "ТП"
3102	21.12.2023	Нст	8,18	бд	АО "ТП"
2327	21.12.2023	Нст	5,06	наблюдательная	АО "ТП"
1085	24.12.2023	Нст	7,92	бд	АО "ТП"
3094	24.12.2023	Нст	8,92	бд	АО "ТП"
2387	24.12.2023	Нст	7,13	наблюдательная	АО "ТП"
2352	26.12.2023	Нст	7,25	простой	АО "ТП"
2409	27.12.2023	Нст	4,91	наблюдательная	АО "ТП"
3367	28.12.2023	Нст	9,79	наблюдательная	АО "ТП"
3091	29.12.2023	Нст	9,96	бд	АО "ТП"
2170	30.12.2023	Нст	9,87	бд	АО "ТП"
3041	22.10.2023	Рпл	8,01	добывающая	АО «ПККР»
3066	18.10.2023	Нст	9,18	наблюдательная	АО «ТП»
2532	20.10.2023	Нст	8,4	бд	АО «ТП»

По состоянию на 01.01.2024 г. средневзвешенное пластовое давление по II объекту разработки составило 9,18 МПа при начальном пластовом 13,3 МПа и текущем давлении насыщения по объекту 3,5МПа.

Зона пониженного давления наблюдается в северной части II объекта в районе скважин 2498, 2737 и 3368.

На рисунке 3.2.4.2 представлена динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг.

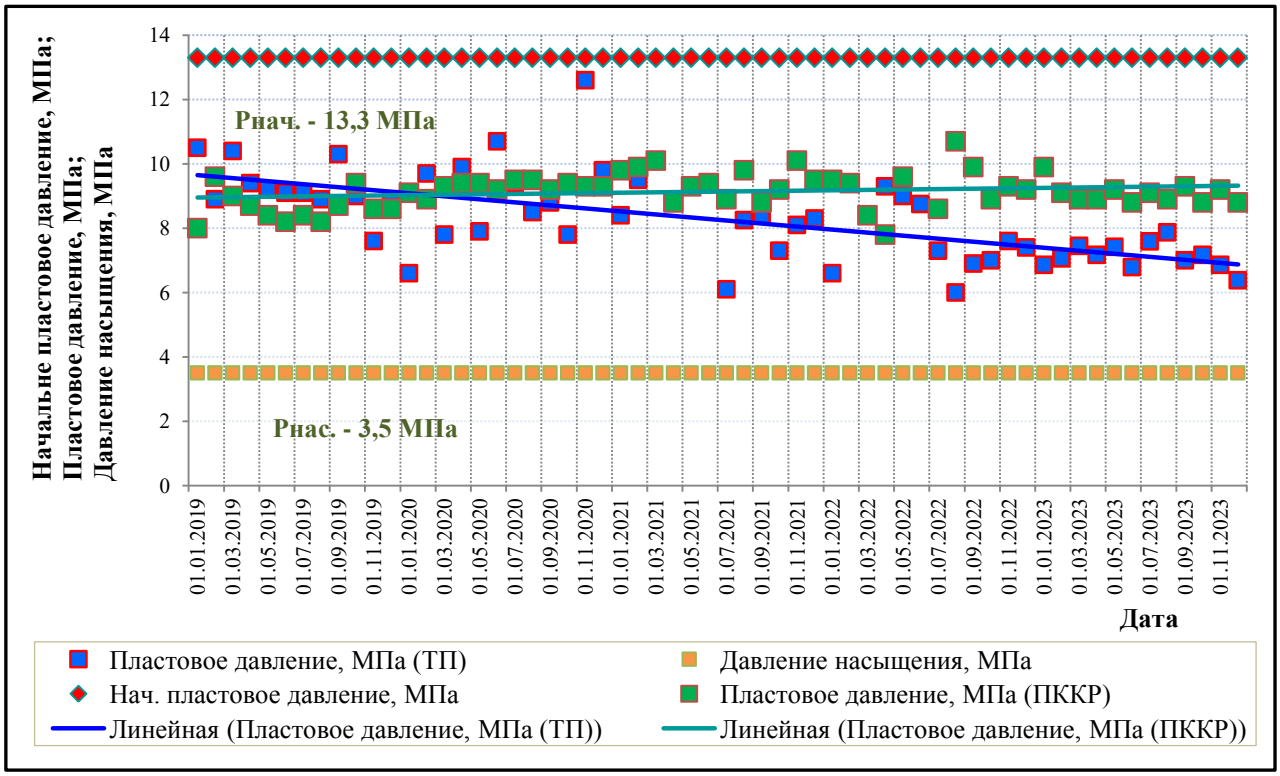


Рисунок 3.2.4.2 – Месторождение Кумколь. II объект. Динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг.

По состоянию на 01.01.2024 г. по II объекту накопленная компенсация отборов жидкости закачкой составляет 125,9 %, текущая – 69,5 %, при средней приемистости на одну скважину 269,9 м^3/сут и соотношении действующих нагнетательных и добывающих скважин 58/138.

III объект разработки

III объект разрабатывается с ППД путём закачки воды.

По состоянию на 01.01.2024 г. была построена карта изобар (см. граф. прил. 34), при этом было использовано 19 замеров пластового давления (см. табл. 3.2.4.3).

Средневзвешенное пластовое давление по III объекту разработки составляет 10,2 МПа при начальном пластовом 13,6 МПа и текущем давлении насыщения для объекта 8,5 МПа.

На карте изобар отчётливо выделяется область пониженного давления в северо-восточной части III объекта в районе скважин 413, 1033 и 3048.

Таблица 3.2.4.3 – Месторождение Кумколь. III объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар

Скв.	Дата	Вид замера	Пластовое давление приведенное на ВНК, МПа	Категория скважины	Территория
3040	02.10.23	Рпл	9,81	добывающая	АО "ПККР"
321	02.10.23	Рпл	9,00	добывающая	АО "ПККР"
2056	30.11.23	Рпл	8,66	добывающая	АО "ПККР"
272	18.12.23	Рпл	6,51	добывающая	АО "ПККР"
17	28.12.23	Рпл	10,20	добывающая	АО "ПККР"
323	05.11.23	Рпл	9,18	наблюдательная	АО "ПККР"
3362	06.12.2023	Рпл	10,77	добывающая	АО "ТП"
2157	01.11.2023	Нст	8,62	бд	АО "ТП"
2458	03.12.2023	Нст	8,37	добывающая	АО "ТП"
2503	09.12.2023	Нст	8,63	бд	АО "ТП"
2464	12.12.2023	Нст	10,23	бд	АО "ТП"
2349	14.12.2023	Нст	7,00	бд	АО "ТП"
2355	17.12.2023	Нст	6,59	бд	АО "ТП"
2158	19.12.2023	Нст	9,69	бд	АО "ТП"
2413	20.12.2023	Нст	5,57	наблюдательная	АО "ТП"
2191Д	22.12.2023	Нст	7,96	бд	АО "ТП"
3460	22.12.2023	Нст	8,14	бд	АО "ТП"
2342	22.12.2023	Нст	7,91	наблюдательная	АО "ТП"
413	23.12.2023	Нст	5,08	простой	АО "ТП"

На рисунке 3.2.4.3 представлена динамика пластового давления за 2019 –2023 гг.

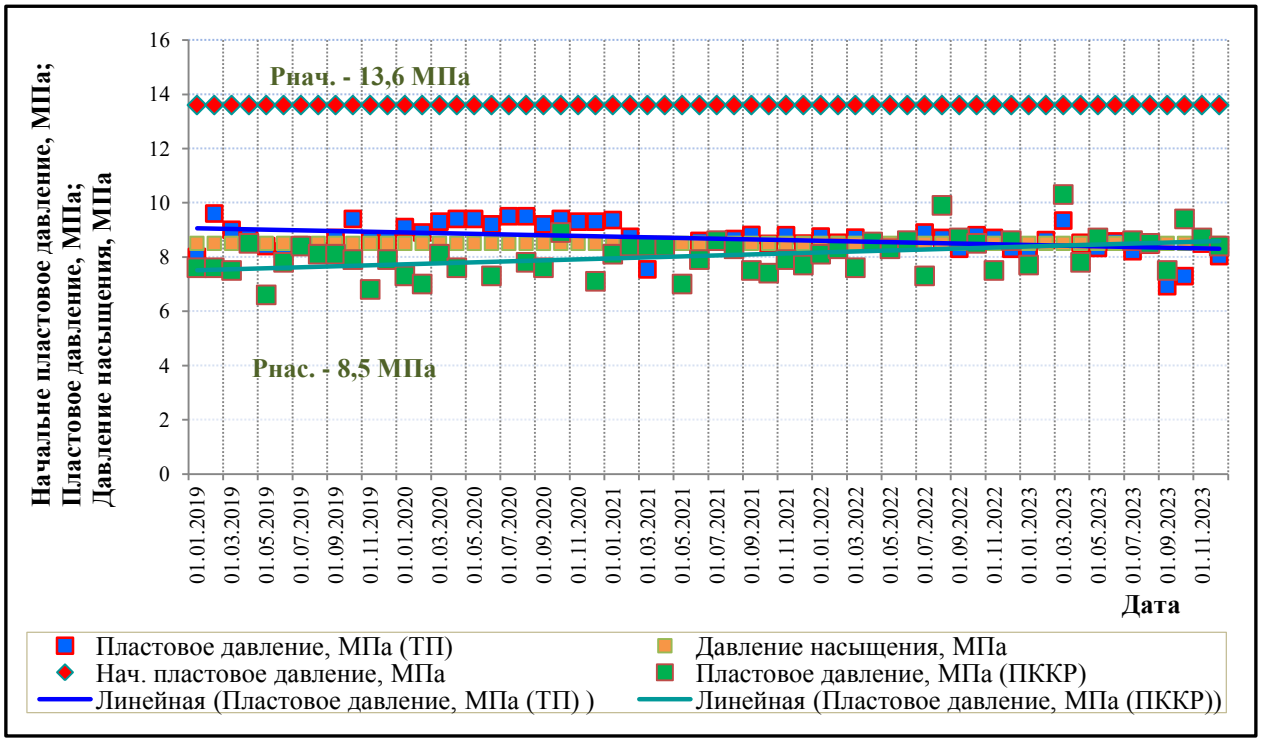


Рисунок 3.2.4.3 – Месторождение Кумколь. III объект. Динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг.

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная компенсация отборов жидкости закачкой составляет 122,5 %, текущая – 143,6 %, при средней приемистости на одну скважину 617,4 м^3/сут и соотношении фонда нагнетательных и добывающих скважин 27/25.

IV объект разработки

IV объект эксплуатируется на режиме истощения пластовой энергии.

По состоянию на 01.01.2024 г. построена карта изобар (см. граф. прил. 35), при этом было использовано 8 замеров пластового давления (см. табл. 3.2.4.4). Средневзвешенное пластовое давление составило 12,74 МПа, что ниже начального (13,5 МПа) на 0,76 МПа и выше текущего давления насыщения 10,2 МПа.

На карте изобар видно, что пониженное пластовое давление наблюдается в районе скважин 5004, 5009 и 5014.

Таблица 3.2.4.4 – Месторождение Кумколь. IV объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар

Скв.	Дата	Вид замера	Пластовое давление приведенное на ВНК, МПа	Категория скважины	Территория
5018	01.10.23	Рпл	13,63	добывающая	АО "ПККР"
3012	02.10.23	Рпл	9,52	добывающая	АО "ПККР"
5016	04.10.23	Рпл	12,86	добывающая	АО "ПККР"
2068	04.11.23	Рпл	8,80	добывающая	АО "ПККР"
5004	13.11.23	Рпл	7,24	добывающая	АО "ПККР"
2085	03.12.23	Рпл	10,58	добывающая	АО "ПККР"
5009	27.12.23	Рпл	9,41	добывающая	АО "ПККР"
3068	14.12.2023	Нст	10,23	бд	АО "ТП"

На рисунке 3.2.4.4 представлена динамика пластового давления за период 2019 – 2023 гг.

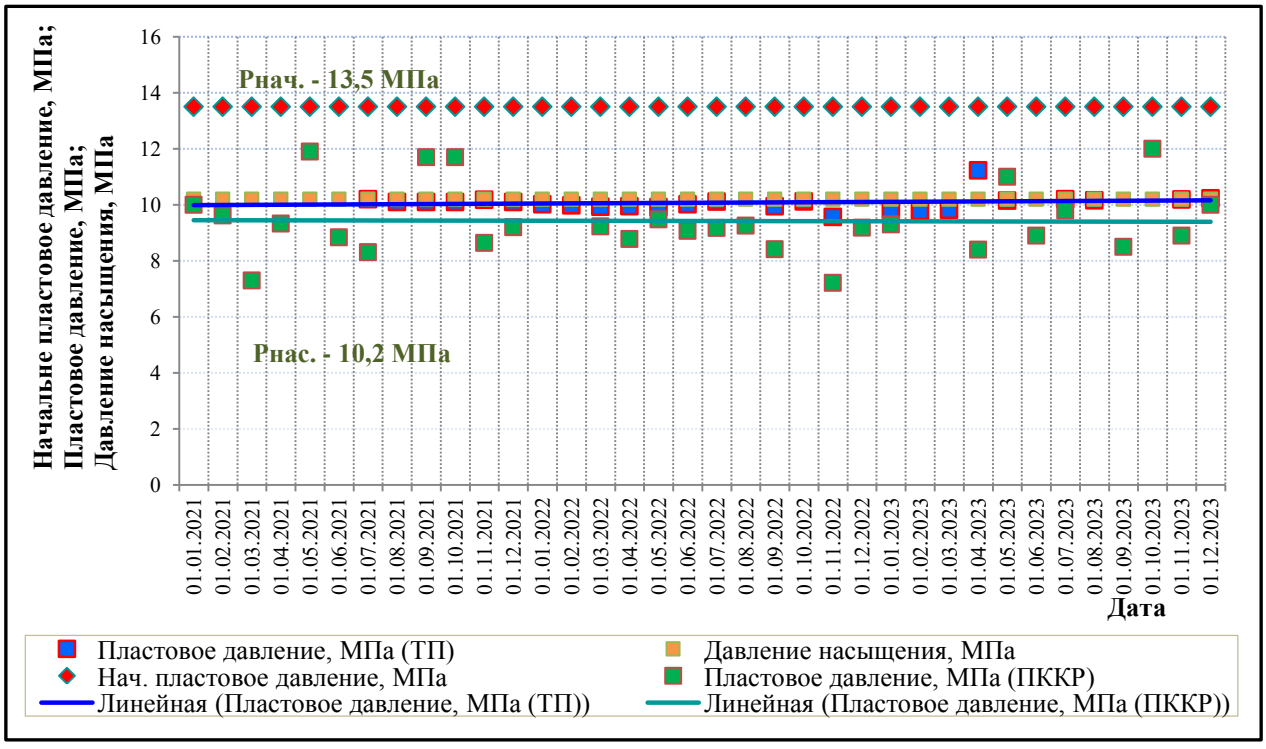


Рисунок 3.2.4.4 – Месторождение Кумколь. IV объект. Динамика пластового давления за 2019 – 2023 гг.

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная компенсация отборов жидкости закачкой составляет 6,01 %, текущая – 7,74 %, при средней приемистости на одну скважину 360 м^3/сут и соотношении фонда нагнетательных и добывающих скважин 2/6.

IV объект разработки (Юго-Восток)

По состоянию на 01.01.2024 г. построена карта изобар (см. граф. прил. 36), при этом было использовано 2 замера пластового давления на южном блоке, средневзвешенное пластовое давление составило 12,8 МПа, что ниже начального (13,5 МПа) на 0,7 МПа и выше текущего давления насыщения 10,2 МПа. На северном блоке в скважине 5034 был проведен один замер статическим уровнем жидкости, по которому давление составило 15,1 МПа.

Таблица 3.2.4.5 – Месторождение Кумколь. IV (ЮВ) объект. Замеры пластового давления, использованные при построении карты изобар

Скв.	Дата	Вид замера	Пластовое давление приведенное на ВНК, МПа	Категория скважины	Территория
25	17.08.23	Нст.	11,75	добывающая	АО "ПККР"
5035	07.11.23	Рпл.	7,31	добывающая	АО "ПККР"

На рисунке 3.2.4.5 представлена динамика пластового давления за период 2022 – 2023 гг.

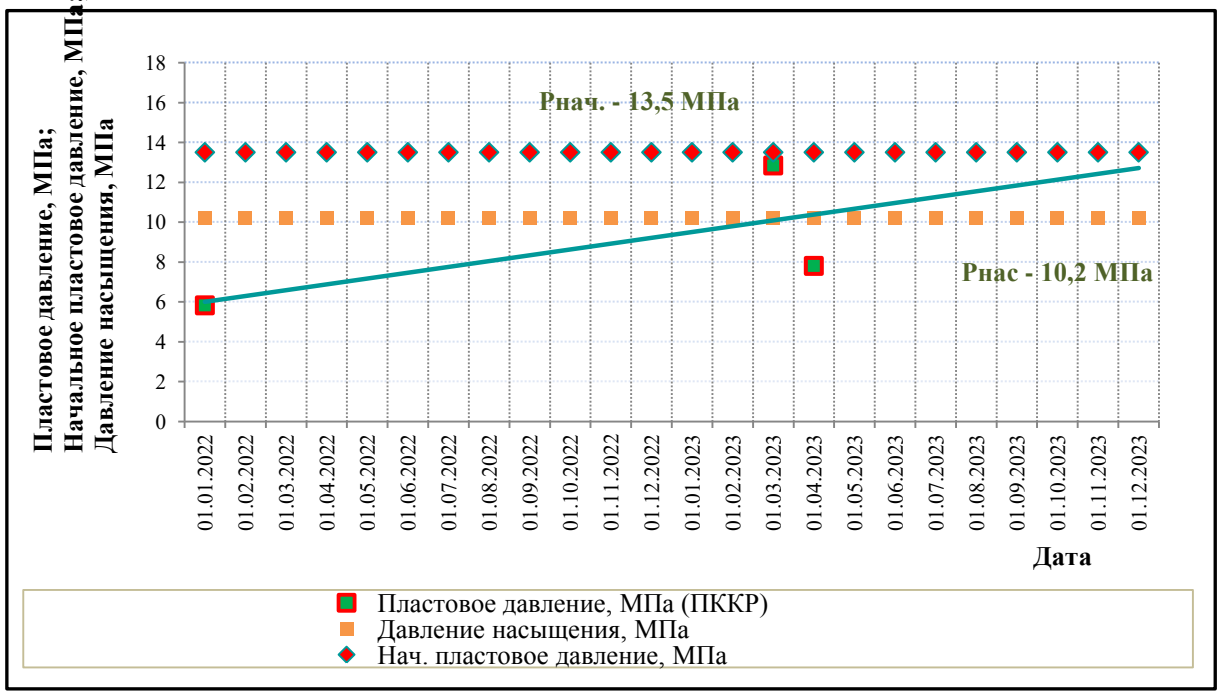


Рисунок 3.2.4.5 – Месторождение Кумколь. IV (ЮВ) объект. Динамика пластового давления за период 2022 - 2023 гг.

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная компенсация отборов жидкости закачкой составляет 10,18 %, текущая – 41,4 %, при средней приемистости на одну скважину 360 $м^3$/сут и соотношении фонда нагнетательных и добывающих скважин 2/3.

Выводы:

- Оценка текущего энергетического состояния залежей по состоянию на 01.01.2024 г. проведена на основании результатов прямых замеров пластового давления, замеров статических уровней жидкости и результатов измерения пластового давления, полученных при проведении ГДИС.
- Карты изобар по состоянию на 01.01.2024 г. были построены по данным замеров Рпл по I, II, III и IV объектам за 4 квартал 2023 г., а по IV (ЮВ) объекту за 5 месяцев 2023 г. Средневзвешенное пластовое давление составило: I объект – 8,8 МПа, II объект – 9,18 МПа, III объект – 10,2 МПа, IV объект – 12,74 МПа IV (ЮВ) –12,8 МПа, что выше давления насыщения нефти газом.
- Существующая система ППД на месторождении Кумколь на 01.01.2024 г. является эффективной.

Рекомендации

Для контроля энергетического состояния месторождения Кумколь необходимо проводить замеры пластового давления глубинными манометрами и другими способами в соответствии с требованиями Единых правил…[36] и согласно рекомендациям настоящего Проекта.

3.2.5 Анализ выработки запасов углеводородов

Месторождение Кумколь находится на четвертой (завершающей) стадии разработки, которая характеризуется снижением добычи нефти и высокой обводненностью.

С начала разработки извлечено 84,2 млн.т нефти. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составил 90,9 %, обводненность продукции при этом достигла 98,9 %. Текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,504 д.ед. при утвержденном – 0,554 д.ед. (рис. 3.2.5.1). Все вышеперечисленное говорит о том, что месторождение Кумколь относится к истощающемуся месторождению.

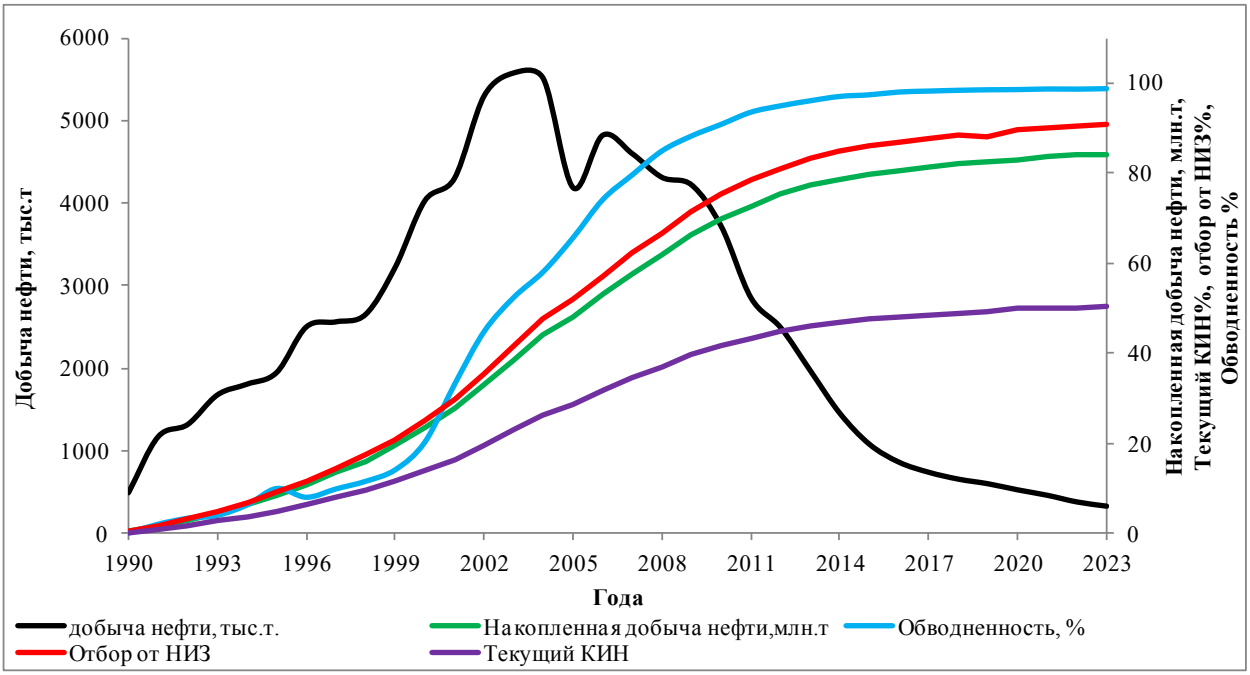


Рисунок 3.2.5.1 – Месторождение Кумколь. График разработки

Состояние выработки запасов нефти отдельно по объектам и по месторождению в целом представлено в таблице 3.2.5.1.

Как видно из таблицы, наибольшее количество нефти отобрано из II объекта разработки (38,2 млн.т.), в котором сосредоточено более 50 % добывающего фонда скважин.

Максимальный отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) достигнут по I объекту и составляет 93,3 % при текущем уровне обводненности 99,3 %.

Остаточные извлекаемые запасы нефти оцениваются в количестве 8,5 млн.т (большая часть приходится на II объект – 4,6 млн.т).

Таблица 3.2.5.1 – Месторождение Кумколь. Основные показатели выработки запасов нефти по состоянию на 01.01.2024 г.

Показатели	Ед. изм.	В целом по месторождению				
		I	II	III	IV	в целом
Утвержденный КИН	д.ед	0,583	0,562	0,527	0,269	0,554
Текущий КИН	д.ед	0,543	0,502	0,482	0,197	0,504
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,4	0,4	0,2	1,1	0,4
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	5,8	3,2	2,1	3,8	3,7
Накопленная добыча нефти	тыс.т	30923	38235	14089	978	84224
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	93,3	89,3	91,4	73,0	90,9
Начальные балансовые запасы	тыс.т	56910	76107	29255	4971	167243
Начальные извлекаемые запасы	тыс.т	33159	42801	15407	1339	92706
Остаточные балансовые запасы	тыс.т	25987	37871	15167	3993	83019
Остаточные извлекаемые запасы	тыс.т	2236	4565	1319	361	8482
Обводненность	%	99,3	97,8	97,6	97,6	98,9

Для оценки потенциального количества извлекаемых запасов нефти с учетом сохранения сложившейся на дату составления отчёта системы разработки, построены и проанализированы характеристики вытеснения по методам: Камбарова, Пирвердяна, Сипачева-Посевича, Назарова-Сипачева, Максимова, Сазонова, Абызбаева и Говорово-Рябининой по объектам территорий АО «ТП» и АО «ПККР».

Коэффициенты корреляции (R2) в целом имеют достаточно высокие значения, что делает правомочным использование выбранных зависимостей для определения вовлеченных в активную разработку запасов нефти.

Методы основаны на промысловых данных, учитывающих закономерность изменения основных технологических показателей, и позволяют оценить извлекаемые запасы при существующей системе разработки объектов экстраполяцией до предельно рентабельной обводненности продукции. Исходя из текущего состояния разработки, величины вовлеченных запасов по различным методикам представлены для предельной обводненности продукции 99,5 %.

Территория АО «Тургай-Петролеум»

На дату отчета (01.01.2024 г.) накопленная добыча нефти по территории АО «ТП» составила 43,5 млн.т. Текущее значение КИН – 0,486 д. ед. при утвержденном 0,547 д. ед. Таким образом, отобрано 88,9 % от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности добываемой продукции 98,9 % (см.табл. 3.2.5.2).

Наибольшее количество запасов нефти отобрано из II объекта разработки (19,5 млн.т), в котором сосредоточено более 50 % добывающего фонда скважин.

Максимальный отбор от НИЗ достигнут по III объекту и составляет 90,9 % при текущем уровне обводнённости 99,2 %, по остальным объектам – изменяется от 81,3 % до 90,3 %. Остаточные извлекаемые запасы нефти оцениваются в количестве 5,5 млн.т.

Таблица 3.2.5.2 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». Основные показатели выработки запасов нефти по состоянию на 01.01.2024 г.

Показатели	Ед. изм.	ТП				
		I	II	III	IV	в целом
Утвержденный КИН	д.ед	0,565	0,539	0,547	0,341	0,547
Текущий КИН	д.ед	0,510	0,469	0,497	0,277	0,486
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,7	0,4	0,2	0,3	0,5
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	6,7	2,9	2,5	1,4	3,9
Накопленная добыча нефти	тыс.т	14325	19486	9425	228,3	43464
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	90,3	87,1	90,9	81,3	88,9
Начальные балансовые запасы	тыс.т	28073	41532	18947	823	89375
Начальные извлекаемые запасы	тыс.т	15866	22367	10368	281	48882
Остаточные балансовые запасы	тыс.т	13748	22046	9522	595	45911
Остаточные извлекаемые запасы	тыс.т	1541	2881	943	52,7	5418
Обводненность	%	99,0	98,4	99,2	99,4	98,9

Объект I

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти по I объекту составила 14,3 млн.т, текущее значение КИН – 0,510 д. ед. при утвержденном 0,565 д. ед., отбор от НИЗ 90,3 % при обводненности продукции 99 %. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти оценивается в размере 1,5 млн.т.

Результаты оценки извлекаемых запасов нефти методом характеристик вытеснения представлены в таблице 3.2.5.3 и на рисунках 3.2.5.2 и 3.2.5.3.

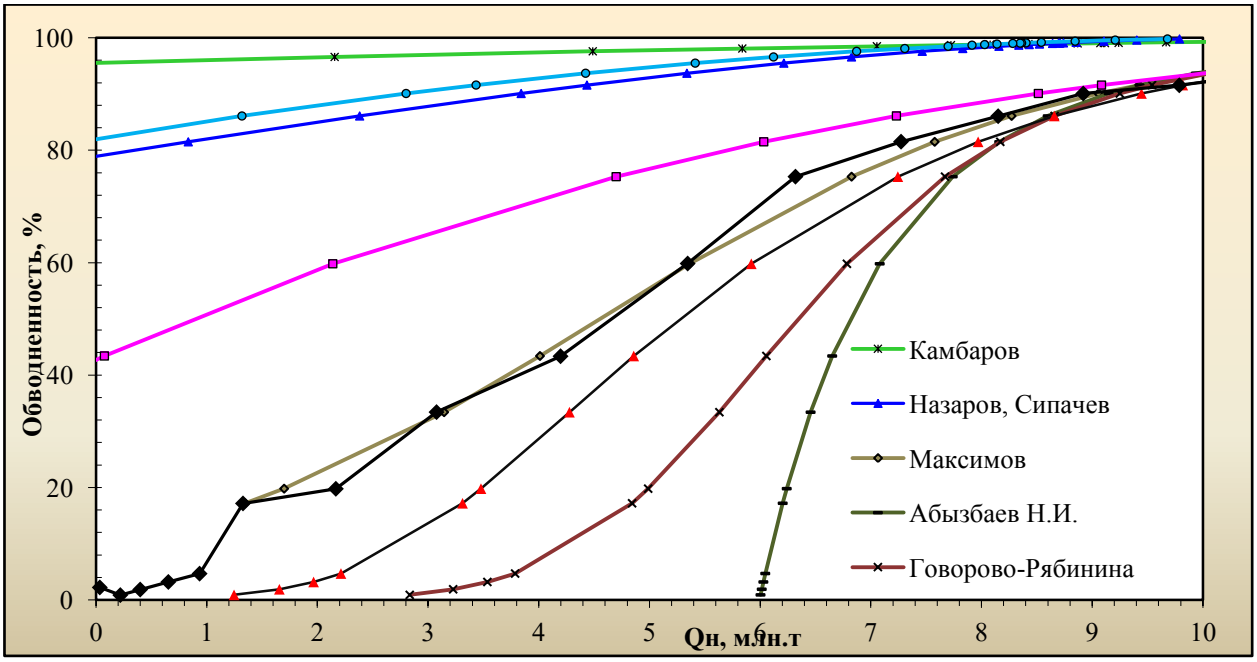


Рисунок 3.2.5.2 – Территория АО «ТП». I объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам

Согласно характеристикам вытеснения, потенциально извлекаемые запасы нефти I-го объекта разработки находятся в диапазоне 9,7-19,7 млн.т.

Таблица 3.2.5.3 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». I объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов нефти

№	Автор методики	Зависимость	X	Y	R^2	Оценка извл. запасов нефти, млн.т
1	Камбаров С.Г.	*Qн=a-b/Qж*	*1/Qж*	*Qн*	1,000	13,2
2	Пирвердян А.М.	*Qн=a+b/√Qж*	*1/√Qж*	*Qн*	1,000	16,3
3	Сипачев-Посевич	*Qж/Qн=a+b*Qж*	*Qж/Qн*	*Qж*	1,000	9,7
4	Назаров-Сипачев	*Qж/Qн=a+b*Qв*	*Qж/Qн*	*Qв*	1,000	9,8
5	Сазонов Б.Ф.	*lnQж=a+b*lnQн*	*Qн*	*lnQв*	1,000	19,7
6	Максимов М.И.	*Qн=a+b*lnQв*	*lnQв*	*lnQн*	1,000	17,2
7	Абызбаев Н.И.	*lnQн=a+b*lnQж*	*lnQн*	*lnQж*	1,000	18,7
8	Говорова-Рябинина	*lnQв=a*lnQн+b*	*lnQн*	*lnQв*	1,000	18,4
Среднее значение оценки по отобранным методам						**18,0**

Из представленных методов были выбраны 5 (№ 2, 5, 6, 7, 8) с наиболее приближенными значениями вовлеченных запасов.

Таким образом, при достижении обводненности добываемой продукции 99,5 %, вовлеченные запасы нефти составят 18,0 млн.т.

Согласно проведенным расчетам, значение КИН, при таких вовлеченных запасах нефти составит 0,643 д.ед. при утвержденном КИН – 0,565 д. ед.

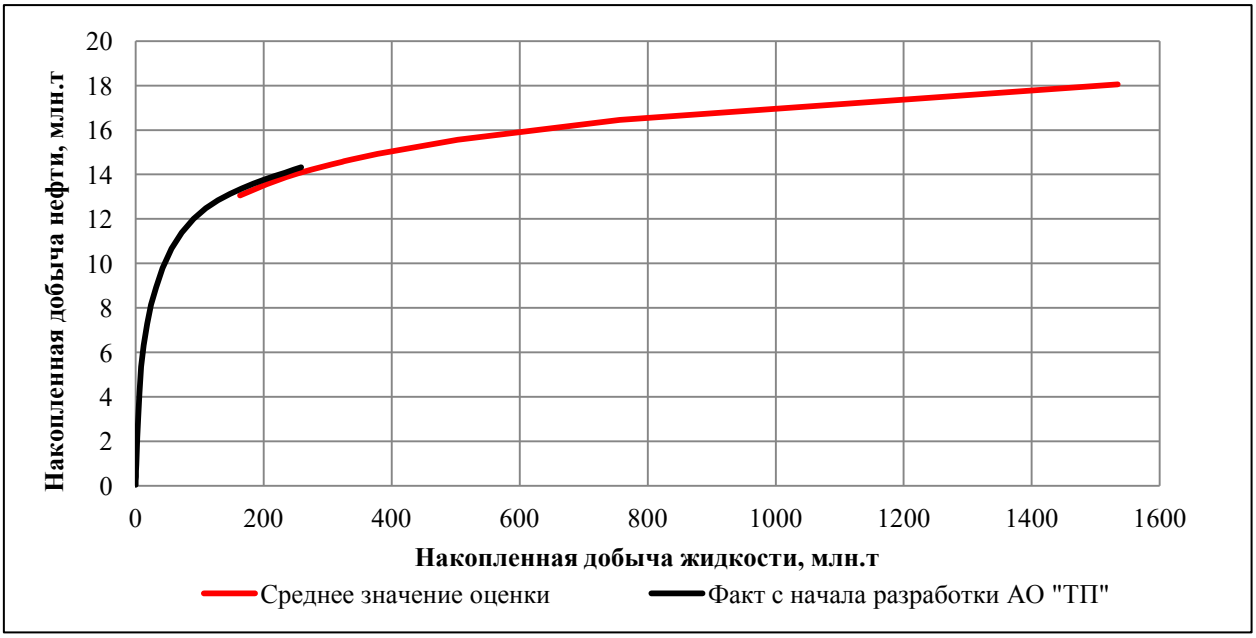


Рисунок 3.2.5.3 – Территория АО «ТП». I объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения

Объект II

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти по II объекту составила 19,5 млн.т, текущее значение КИН – 0,469 д.ед. при утвержденном 0,539 д.ед., отбор от НИЗ – 87 % при обводненности продукции 98,4 %. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти оценивается в 3,0 млн.т.

Результаты оценки извлекаемых запасов нефти методом характеристик вытеснения представлены в таблице 3.2.5.4 и на рисунках 3.2.5.4 и 3.2.5.5.

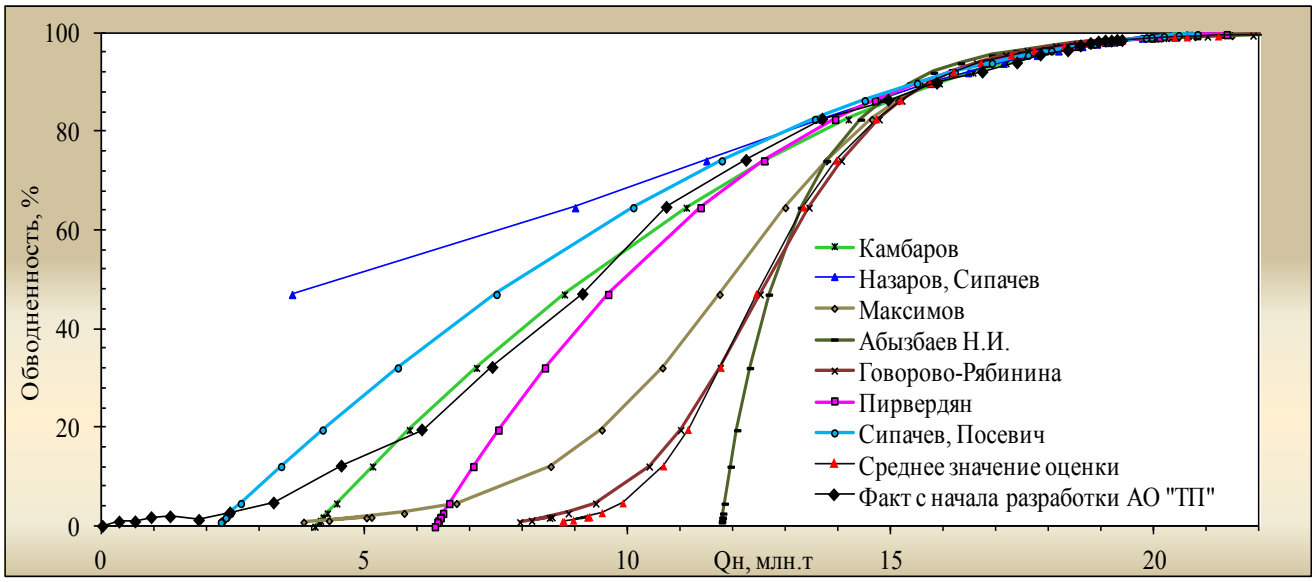


Рисунок 3.2.5.4 – Территория АО «ТП». II объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности по рассматриваемым методикам

Согласно характеристикам вытеснения, потенциально извлекаемые запасы нефти II-го объекта разработки находятся в диапазоне 13,1-25,6 млн.т.

Таблица 3.2.5.4 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». II объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов нефти

№	Автор методики	Зависимость	X	Y	R^2	Оценка извл. запасов нефти, млн.т
1	Камбаров С.Г.	$Qн=a-b/Qж$	$1/Qж$	$Qн$	1,000	21,0
2	Пирвердян А.М.	$Qн=a+b/\sqrt{Qж}$	$1/\sqrt{Qж}$	$Qн$	1,000	21,9
3	Сипачев-Посевич	$Qж/Qн=a+b*Qж$	$Qж/Qн$	$Qж$	1,000	13,1
4	Назаров-Сипачев	$Qж/Qн=a+b*Qв$	$Qж/Qн$	$Qв$	1,000	20,6
5	Сазонов Б.Ф.	$lnQж=a+b*lnQн$	$Qн$	$lnQв$	1,000	25,6
6	Максимов М.И.	$Qн=a+b*lnQв$	$lnQв$	$lnQн$	1,000	23,6
7	Абызбаев Н.И.	$lnQн=a+b*lnQж$	$lnQн$	$lnQж$	1,000	25,6
8	Говорова-Рябинина	$lnQв=a*lnQн+b$	$lnQн$	$lnQв$	1,000	24,8
Среднее значение оценки по отобранным методам						**24,9**

Из представленных методов были выбраны 4 (№ 5, 6, 7, 8) с наиболее приближенными значениями вовлеченных запасов.

Таким образом, при достижении обводненности 99,5 %, вовлеченные запасы нефти составят около 24,9 млн.т.

Согласно проведенным расчетам, значение КИН при таких вовлеченных запасах нефти составит 0,600 д.ед., при утвержденном КИН – 0,539 д. ед.

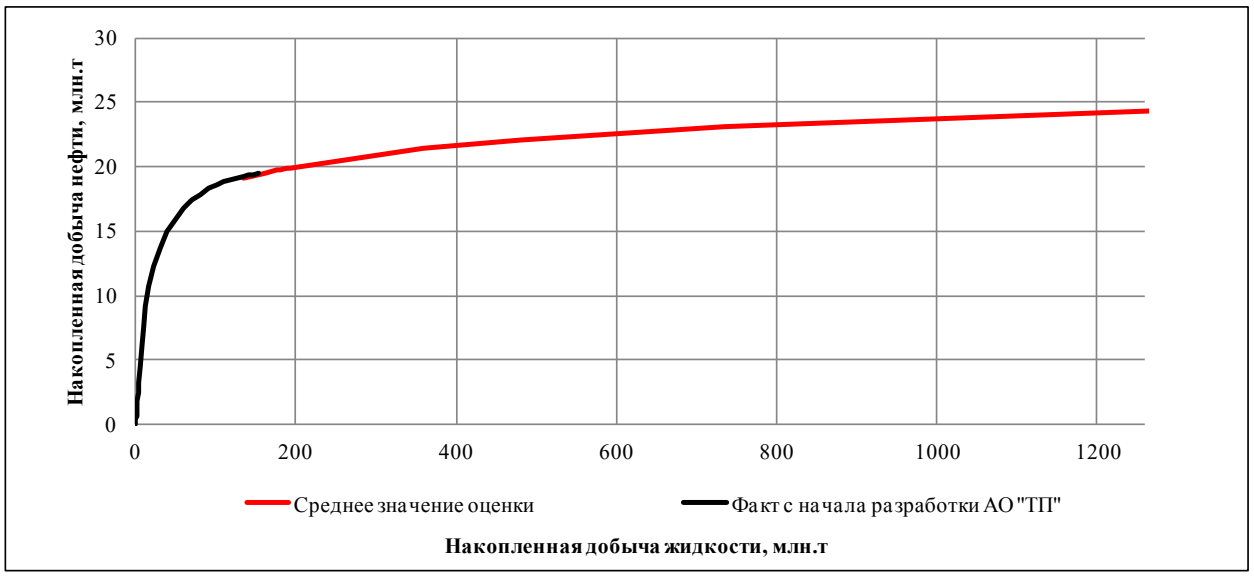


Рисунок 3.2.5.5 – Территория АО «ТП». II объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения

Объект III

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти по III объекту составляет 9,42 млн.т, текущее значение КИН – 0,497 д. ед. при утвержденном 0,547 д. ед., отбор от НИЗ – 91 % при обводненности продукции 99,1 %. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти оценивается в 943 тыс.т.

Результаты оценки извлекаемых запасов нефти методом характеристик вытеснения представлена в таблице 3.2.5.5 и на рисунках 3.2.5.6. и 3.2.5.7.

Таблица 3.2.5.5 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». III объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов нефти

№	Автор методики	Зависимость	X	Y	R^2	Оценка извл. запасов нети, млн.т
1	Камбаров С.Г.	Qн=a-b/Qж	1/Qж	Qн	1,000	9,8
2	Пирвердян А.М.	Qн=a+b/√Qж	1/√Qж	Qн	1,000	10,0
3	Сипачев-Посевич	Qж/Qн=A+B*Qж	Qж/Qн	Qж	1,000	9,9
4	Назаров-Сипачев	Qж/Qн=A+B*Qв	Qж/Qн	Qв	1,000	9,5
5	Сазонов Б.Ф.	lnQж=a+b*lnQн	Qн	lnQв	1,000	10,6
6	Максимов М.И.	Qн=a+b*lnQв	lnQв	lnQн	1,000	10,5
7	Абызбаев Н.И.	lnQн=a+b*lnQж	lnQн	lnQж	1,000	10,6
8	Говорова-Рябинина	*lnQв=a*lnQн+b*	*lnQн*	*lnQв*	1,000	10,5
Среднее значение оценки по отобранным методам						**10,5**

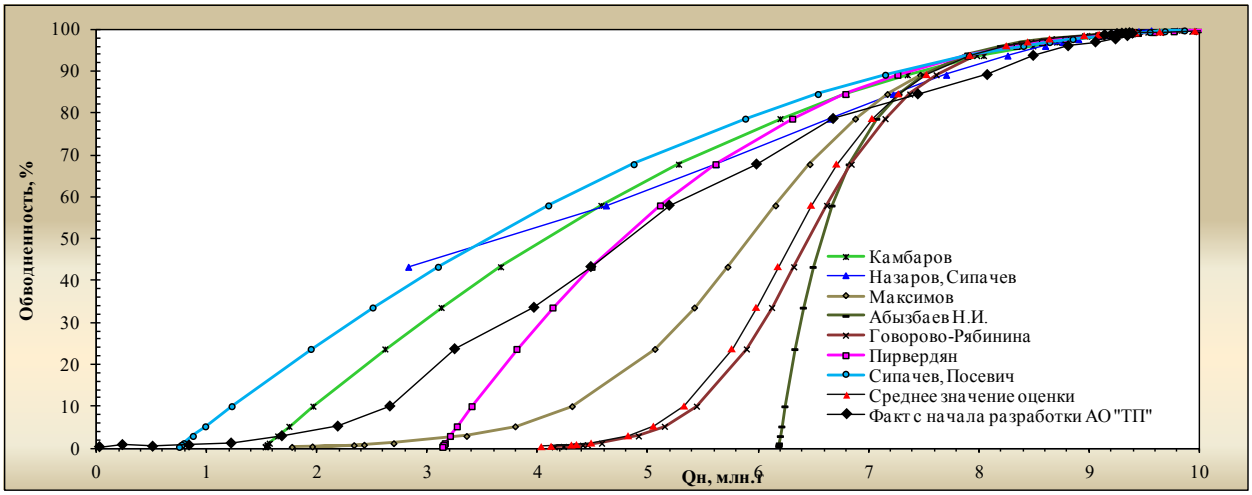


Рисунок 3.2.5.6 – Территория АО «ТП». III объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам

Согласно характеристикам вытеснения, потенциально извлекаемые запасы нефти III-го объекта разработки находятся в диапазоне 9,8-10,6 млн.т.

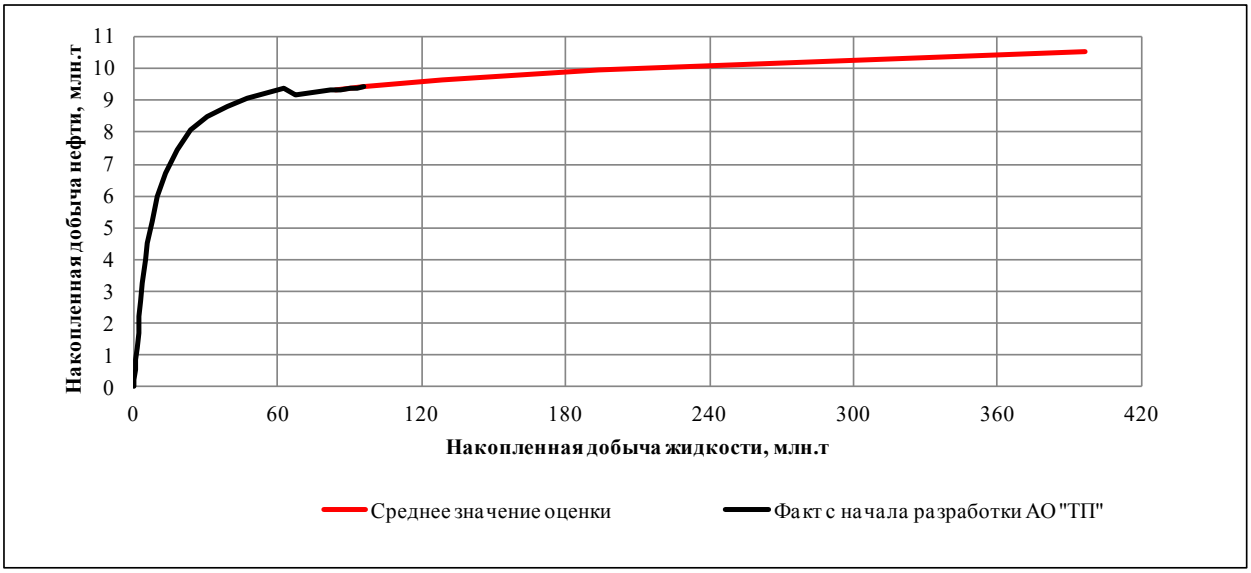


Рисунок 3.2.5.7 – Территория АО «ТП». III объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения

Из представленных методов были выбраны 4 (№ 5, 6, 7, 8), значения которых были усреднены для оценки потенциального количества подвижных запасов нефти.

Таким образом, при достижении обводненности добываемой продукции значения 99,5 % накопленная добыча нефти составит 10,5 млн.т.

Согласно проведенным расчетам, значение КИН при таком значении накопленной добычи нефти составит 0,556 д.ед. при утвержденном КИН – 0,547 д. ед.

Объект IV

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти по IV объекту составляет 228,3 тыс.т, текущее значение КИН – 0,277 д.ед. при утвержденном 0,341 д.ед., отбор от НИЗ – 81,3 % при обводненности продукции 99,4 %. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти оценивается в 53 тыс.т.

Результаты оценки извлекаемых запасов нефти методом характеристик вытеснения представлены в таблице 3.2.5.6 и на рисунках 3.2.5.8 и 3.2.5.9.

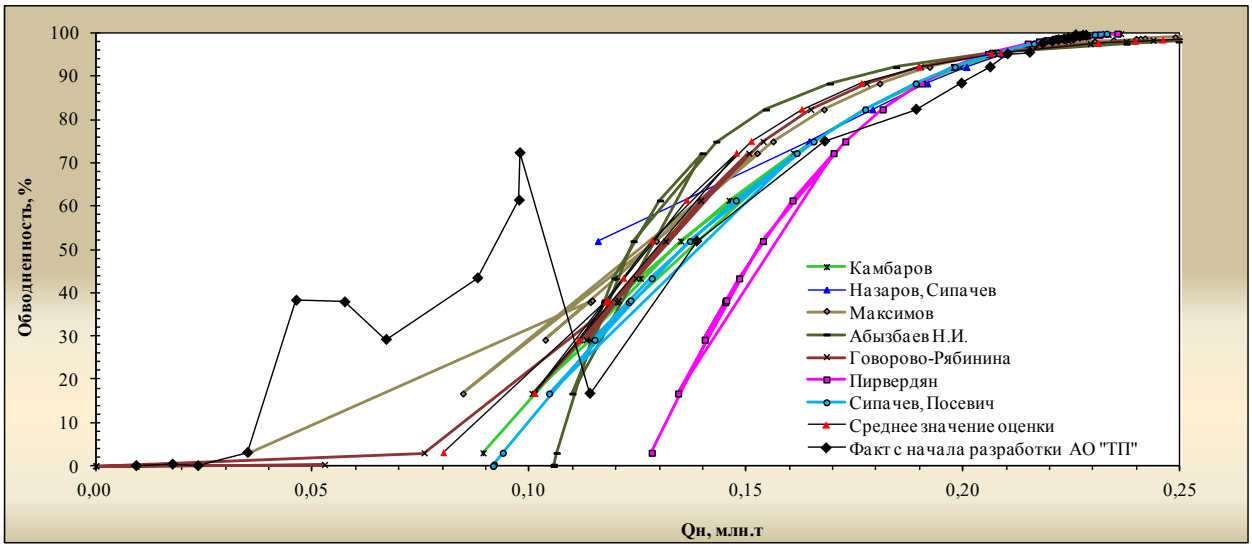


Рисунок 3.2.5.8 – Территория АО «ТП». IVобъект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам

Согласно характеристикам вытеснения, потенциально извлекаемые запасы нефти IV объекта разработки находятся в диапазоне 222,8-356,7 тыс.т.

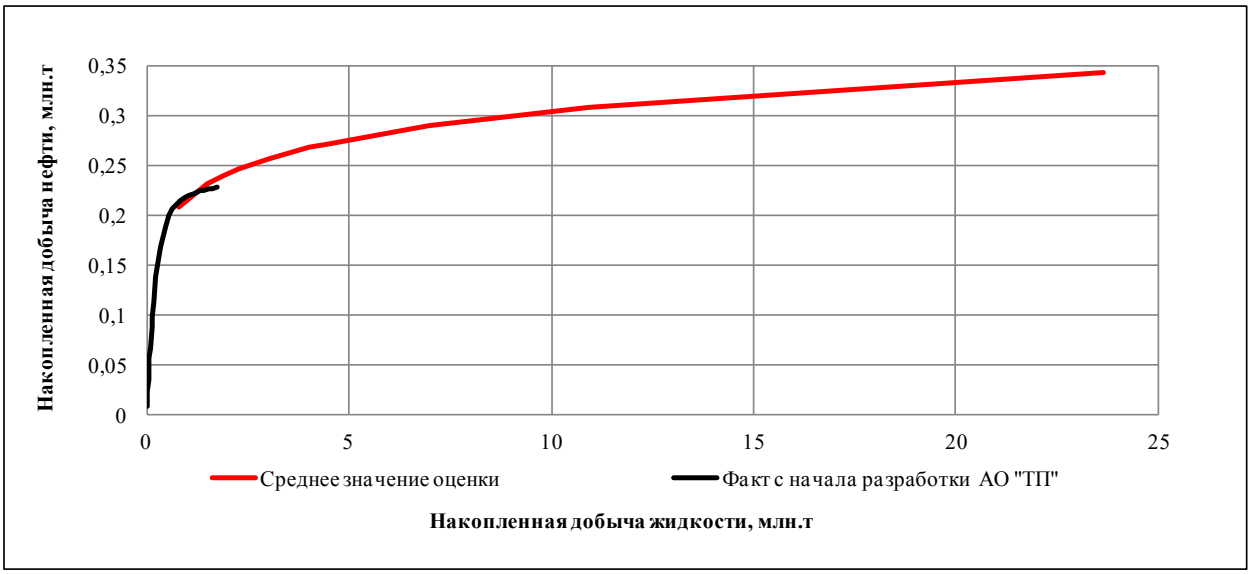


Рисунок 3.2.5.9 – Территория АО «ТП». IV объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения

Из представленных методов были выбраны 4 (№ 5, 6, 7, 8), значения которых были усреднены для оценки потенциального количества подвижных запасов нефти.

Таким образом, при достижении обводненности добываемой продукции значения 99,5% накопленная добыча нефти составит 329,5 тыс.т.

Таблица 3.2.5.6 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ТП». IV объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов

№	Автор методики	Зависимость	X	Y	R^2	Оценка извл. запасов нефти, тыс.т
1	Камбаров С.Г.	$Qн=a-b/Qж$	$1/Qж$	$Qн$	0,9946	222,8
2	Пирвердян А.М.	$Qн=a+b/\sqrt{Qж}$	$1/\sqrt{Qж}$	$Qн$	0,9963	235,0
3	Сипачев-Посевич	$Qж/Qн=A+B*Qж$	$Qж/Qн$	$Qж$	0,9998	232,6
4	Назаров-Сипачев	$Qж/Qн=A+B*Qв$	$Qж/Qн$	$Qв$	0,9998	232,4
5	Сазонов Б.Ф.	$lnQж=a+b*lnQн$	$Qн$	$lnQв$	0,9999	356,7
6	Максимов М.И.	$Qн=a+b*lnQв$	$lnQв$	$lnQн$	0,9999	288,5
7	Абызбаев Н.И.	$lnQн=a+b*lnQж$	$lnQн$	$lnQж$	0,9999	290,4
8	Говорово-Рябинина	$lnQв=a*lnQн+b$	$lnQн$	$lnQв$	0,9999	256,6
Среднее значение оценки по отобранным методам						**329,5**

Согласно проведенным расчетам, значение КИН при таком значении накопленной добычи нефти составит 0,400 д.ед., при утвержденном КИН – 0,341 д. ед.

Таким образом, по характеристикам вытеснения в целом по территории АО «ТП» видна возможность достижения утвержденного КИН-а при сохранившейся существующей системе разработки.

Территория АО «ПККР»

Как видно из таблицы 3.2.5.7, по состоянию отчета накопленная добыча нефти составляет 40,8 млн.т. Текущее значение КИН составляет 0,523 д.ед. при утвержденном 0,563 д.ед. Таким образом, отобрано 93 % от начальных извлекаемых запасов нефти, при обводненности добываемой продукции 98,9 %.

Наибольшее количество запасов нефти отобрано из II объекта разработки (18,7 млн.т), в котором сосредоточено большинство скважин добывающего фонда.

Максимальный отбор от НИЗ достигнут по I объекту и составляет 96 % при текущем уровне обводненности 99,6 %, по остальным объектам – изменяется от 70,8 % до 93 %.

Остаточные извлекаемые запасы нефти оцениваются в количестве 3,1 млн.т.

Таблица 3.2.5.7– Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Основные показатели выработки запасов нефти по состоянию на 01.01.2024 г.

Показатели	Ед. изм.	ПККР				
		I	II	III	IV+ЮВ	в целом
Утвержденный КИН	д.ед	0,600	0,591	0,489	0,255	0,563
Текущий КИН	д.ед	0,576	0,542	0,452	0,181	0,523
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,2	0,3	0,1	1,3	0,3
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	3,7	3,7	1,1	4,2	3,5
Накопленная добыча нефти	тыс.т	16598	18749	4663	749,3	40760
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	96,0	91,8	92,5	70,8	93,0
Начальные балансовые запасы	тыс.т	28837	34575	10308	4148	77868
Начальные извлекаемые запасы	тыс.т	17293	20434	5039	1058	43824
Остаточные балансовые запасы	тыс.т	12239	15826	5645	3399	37108
Остаточные извлекаемые запасы	тыс.т	695	1685	376	309	3064
Обводненность	%	99,6	97,3	96	95,7	98,9

Объект I

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти по I объекту составляет 16,6 млн.т, текущее значение КИН – 0,575 д.ед. при утвержденном 0,600 д.ед., отбор от НИЗ – 96 % при обводненности продукции 99,6 %. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти оценивается в 695 тыс.т.

Результаты оценки извлекаемых запасов нефти методом характеристик вытеснения представлены в таблице 3.2.5.8 и на рисунках 3.2.5.10 и 3.2.5.11.

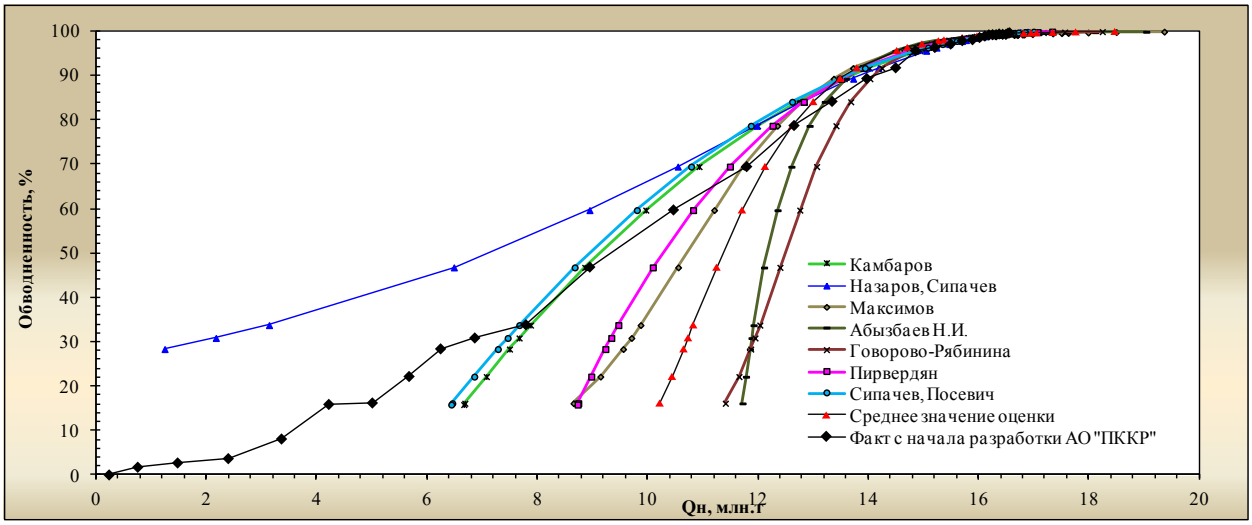


Рисунок 3.2.5.10 – Территория АО «ПККР». I объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности по рассматриваемым методикам

Согласно характеристикам вытеснения, потенциально извлекаемые запасы нефти I объекта разработки находятся в диапазоне 16,9-19,0 млн.т.

Таблица 3.2.5.8 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». I объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов

10	Автор методики	Зависимость	X	Y	R^2	Оценка извл. запасов, млн.т
1	Камбаров С.Г.	$Qн=a-b/Qж$	$1/Qж$	$Qн$	0,9979	17,0
2	Пирвердян А.М.	$Qн=a+b/\sqrt{Qж}$	$1/\sqrt{Qж}$	$Qн$	0,9999	17,3
3	Сипачев-Посевич	$Qж/Qн=A+B*Qж$	$Qж/Qн$	$Qж$	0,9998	17,0
4	Назаров-Сипачев	$Qж/Qн=A+B*Qв$	$Qж/Qн$	$Qв$	0,9998	16,9
5	Сазонов Б.Ф. (1973г)	$lnQж=a+b*lnQн$	$Qн$	$lnQв$	0,9999	17,9
6	Максимов М.И. (1959г)	$Qн=a+b*lnQв$	$lnQв$	$lnQн$	0,9999	19,0
7	Абызбаев Н.И. (1981г)	$lnQн=a+b*lnQж$	$lnQн$	$lnQж$	0,9999	18,7
8	Говорово-Рябинина (1957г)	$lnQв=a*lnQн+b$	$lnQн$	$lnQв$	0,9999	18,1
	Среднее значение оценки					**18,2**

Из представленных все методов были выбраны 5 (№ 2, 5, 6, 7, 8), значения которых были усреднены для оценки потенциального количества подвижных запасов нефти.

Таким образом, при достижении обводненности добываемой продукции значения 99,9 % накопленная добыча нефти составит 18,2 млн.т.

Согласно проведенным расчетам, значение КИН при таком значении накопленной добычи нефти составит 0,631 д.ед. при утвержденном КИН – 0,600 д. ед.

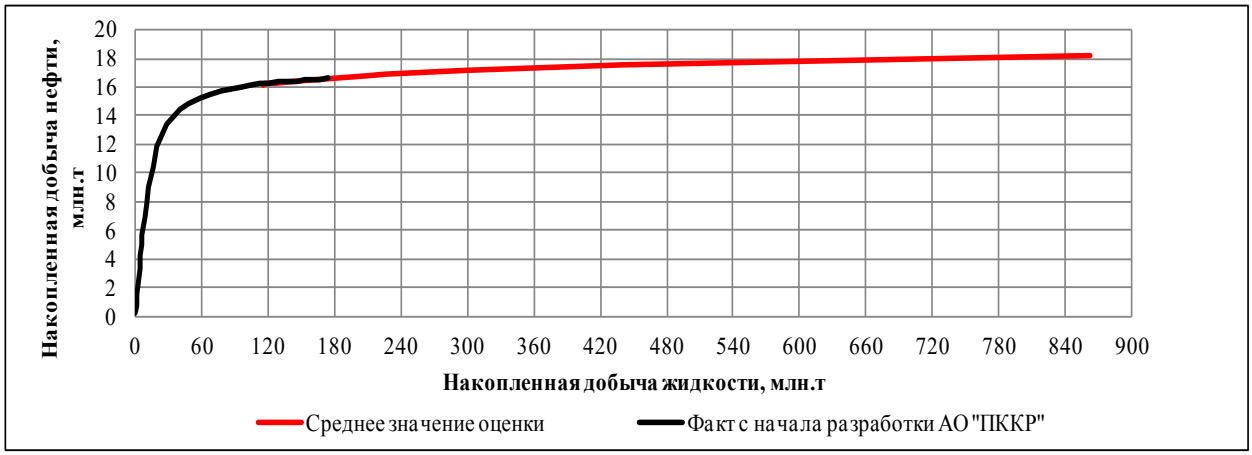


Рисунок 3.2.5.11 – Территория АО «ПККР». I объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения

Объект II

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти по II объекту составляет 18,7 млн.т, текущее значение КИН – 0,542 д.ед. при утвержденном 0,591 д.ед., отбор от НИЗ – 91,8 % при обводненности продукции 97,3 %. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти оценивается в 1,7 млн.т.

Результаты оценки извлекаемых запасов нефти методом характеристик вытеснения представлены в таблице 3.2.5.9 и на рисунках 3.2.5.12 и 3.2.5.13.

Согласно характеристикам вытеснения, величина потенциально извлекаемых запасов нефти II объекта разработки находится в диапазоне 20,8-33,5 млн.т.

Из представленных методов были выбраны все, значение которых были усреднены для оценки потенциального количества подвижных запасов нефти.

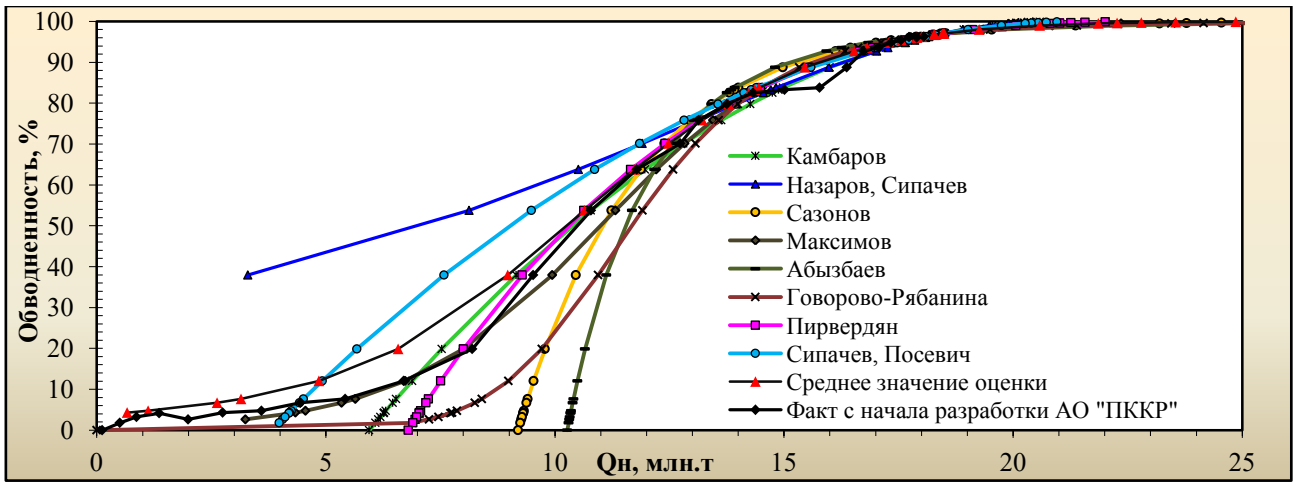


Рисунок 3.2.5.12 – Территория АО «ПККР». II объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам

При достижении обводненности значения 99,5% накопленная добыча нефти в среднем составит около 24,9 млн.т.

Таблица 3.2.5.9 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». II объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов

№	Автор методики	Зависимость	X	Y	R^2	Оценка извл. запасов, млн.т
1	Камбаров С.Г.	$Qн=a-b/Qж$	$1/Qж$	$Qн$	0,9985	20,8
2	Пирвердян А.М.	$Qн=a+b/\sqrt{Qж}$	$1/\sqrt{Qж}$	$Qн$	0,9980	22,1
3	Сипачев-Посевич	$Qж/Qн=A+B*Qж$	$Qж/Qн$	$Qж$	0,9999	21,0
4	Назаров-Сипачев	$Qж/Qн=A+B*Qв$	$Qж/Qн$	$Qв$	0,9999	20,5
5	Сазонов Б.Ф.	$lnQж=a+b*lnQн$	$Qн$	$lnQв$	0,9986	27,6
6	Максимов М.И.	$Qн=a+b*lnQв$	$lnQв$	$lnQн$	0,9992	26,3
7	Абызбаев Н.И.	$lnQн=a+b*lnQж$	$lnQн$	$lnQж$	0,9994	33,5
8	Говорово-Рябинина	$lnQв=a*lnQн+b$	$lnQн$	$lnQв$	0,9988	29,2
	Среднее значение оценки					**25,1**

Согласно проведенным расчетам, значение КИН при таком значении накопленной добычи нефти составит 0,727 д.ед. при утвержденном КИН – 0,591 д.ед.

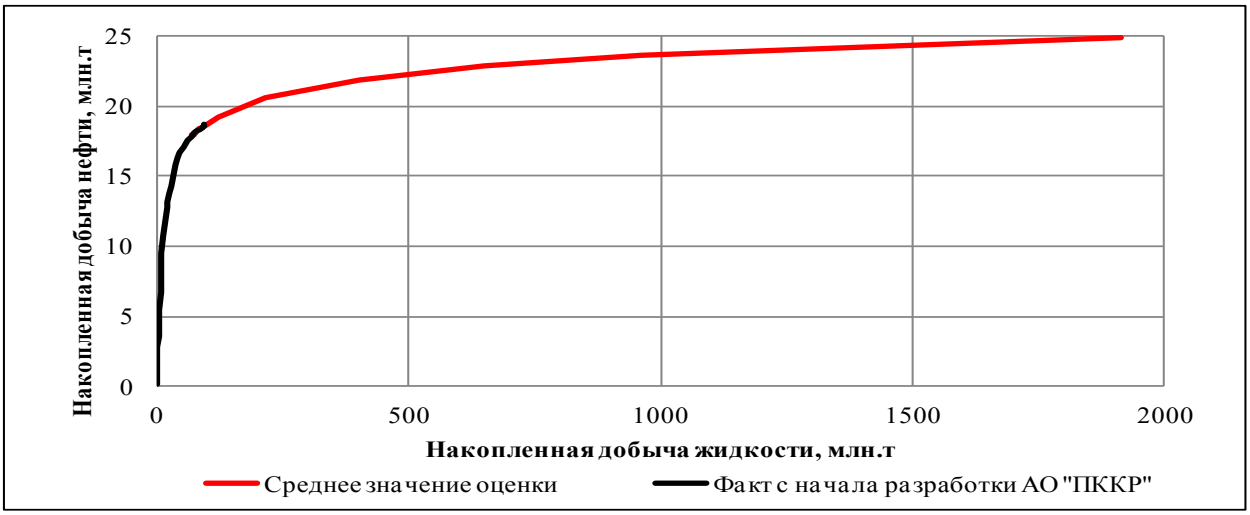


Рисунок 3.2.5.13 – Территория АО «ПККР». II объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения

Объект III

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти по III объекту составляет 4,7 млн.т, текущее значение КИН – 0,452 д. ед. при утвержденном 0,489 д. ед., отбор от НИЗ – 92,5 % при обводненности продукции 96 %. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти оценивается в 376 тыс.т.

Результаты оценки извлекаемых запасов нефти методом характеристик вытеснения представлены в таблице 3.2.5.10 и на рисунках 3.2.5.14 и 3.2.5.15.

Согласно характеристикам вытеснения, величина потенциально извлекаемых запасов нефти III объекта разработки находится в диапазоне 4,9-6,6 млн.т.

Из представленных методов были выбраны 7 (№ 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8), значение которых были усреднены для оценки потенциального количества подвижных запасов нефти.

При достижении обводненности добываемой продукции значения 99,5 % накопленная добыча нефти составит 5,6 млн.т.

Согласно проведенным расчетам, значение КИН при таком значении накопленной добычи нефти составит 0,546 д.ед. при утвержденном КИН – 0,489 д. ед.

Таблица 3.2.5.10 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». III объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов

№	Автор методики	Зависимость	X	Y	R^2	Оценка извл. запасов, млн.т
1	Камбаров С.Г.	$Qн=a-b/Qж$	$1/Qж$	$Qн$	0,999	5,1
2	Пирвердян А.М.	$Qн=a+b/\sqrt{Qж}$	$1/\sqrt{Qж}$	$Qн$	0,999	5,3
3	Сипачев-Посевич	$Qж/Qн=A+B*Qж$	$Qж/Qн$	$Qж$	1,000	5,1
4	Назаров-Сипачев	$Qж/Qн=A+B*Qв$	$Qж/Qн$	$Qв$	1,000	4,9
5	Сазонов Б.Ф.	$lnQж=a+b*lnQн$	$Qн$	$lnQв$	0,999	6,0
6	Максимов М.И.	$Qн=a+b*lnQв$	$lnQв$	$lnQн$	0,999	5,6
7	Абызбаев Н.И.	$lnQн=a+b*lnQж$	$lnQн$	$lnQж$	0,999	6,6
8	Говорово-Рябинина	$lnQв=a*lnQн+b$	$lnQн$	$lnQв$	0,999	5,8
	Среднее значение оценки					**5,6**

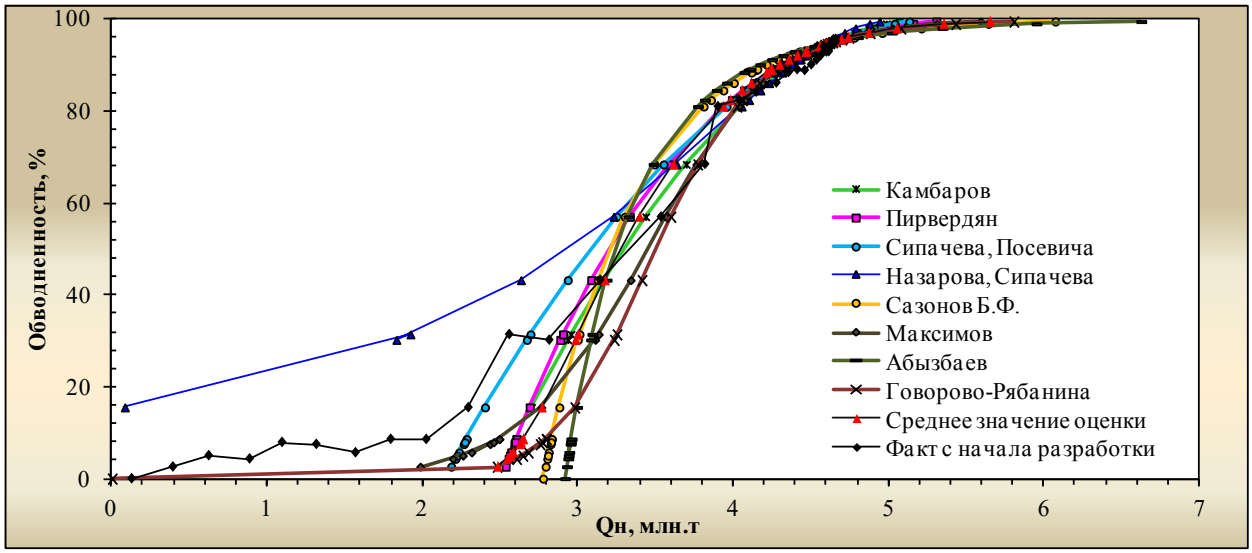


Рисунок 3.2.5.14 – Территория АО «ПККР». III объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам

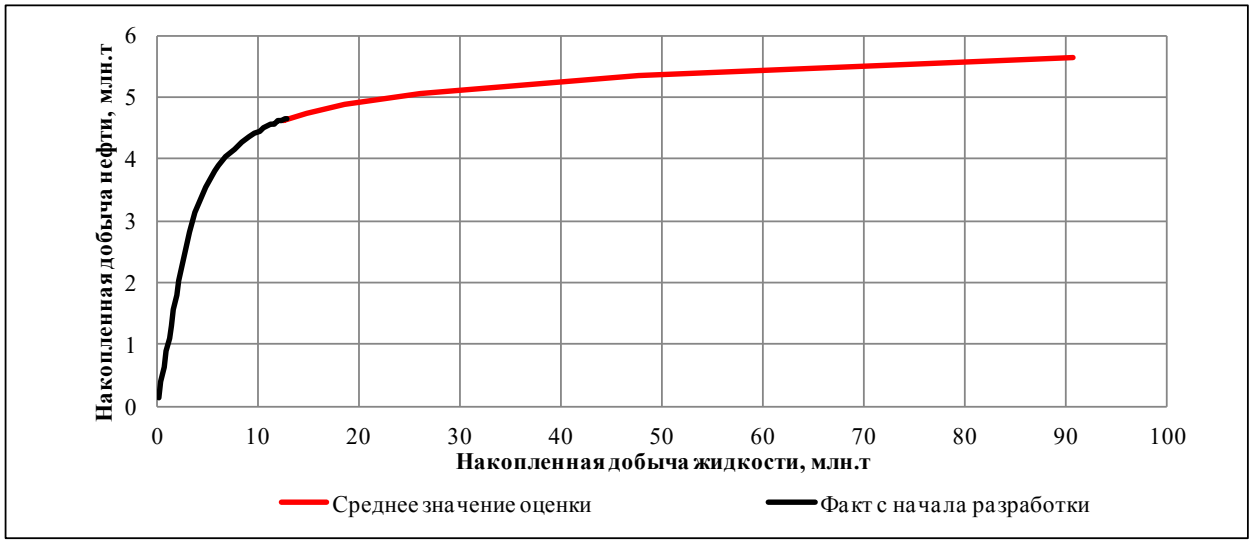


Рисунок 3.2.5.15 – Территория АО «ПККР». III объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения

Объект IV

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти по IV объекту составляет 749 тыс.т, текущее значение КИН – 0,181 д.ед. при утвержденном – 0,255 д.ед., отбор от НИЗ – 70,8 % при обводненности продукции 95,7 %. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти оценивается в 309 тыс.т.

Оценка извлекаемых запасов методом характеристик представлена в таблице 3.2.5.11 и на рисунках 3.2.5.16 и 3.2.5.17.

Согласно характеристикам вытеснения, величина потенциально извлекаемых запасов нефти IV объекта разработки находится в диапазоне 0,9-3,7 млн.т.

Из представленных методов были выбраны 6 (№ 2, 3, 5, 6, 7, 8), значение которых были усреднены для оценки потенциального количества подвижных запасов нефти.

При достижении обводненности добываемой продукции значения 99,5 % накопленная добыча нефти составит 1,9 млн.т.

Согласно проведенным расчетам, значение КИН при таком значении накопленной добычи нефти составит 0,448 д.ед. при утвержденном КИН – 0,255 д. ед.

Таблица 3.2.5.11 – Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». IV объект разработки. Оценка прогнозных извлекаемых запасов

№	Автор методики	Зависимость	X	Y	R^2	Оценка извл. запасов, млн.т
1	Камбаров С.Г.	*Qн=a-b/Qж*	*1/Qж*	*Qн*	0,960	0,9
2	Пирвердян А.М.	*Qн=a+b/√Qж*	*1/√Qж*	*Qн*	0,957	1,3
3	Сипачев-Посевич	*Qж/Qн=A+B*Qж*	*Qж/Qн*	*Qж*	0,962	1,1
4	Назаров-Сипачев	*Qж/Qн=A+B*Qв*	*Qж/Qн*	*Qв*	0,959	0,9
5	Сазонов Б.Ф.	*lnQж=a+b*lnQн*	*Qн*	*lnQв*	0,961	1,5
6	Максимов М.И.	*Qн=a+b*lnQв*	*lnQв*	*lnQн*	0,929	1,4
7	Абызбаев Н.И.	*lnQн=a+b*lnQж*	*lnQн*	*lnQж*	0,983	2,2
8	Говорово-Рябинина	*lnQв=a*lnQн+b*	*lnQн*	*lnQв*	0,966	3,7
	Среднее значение оценки					**1,9**

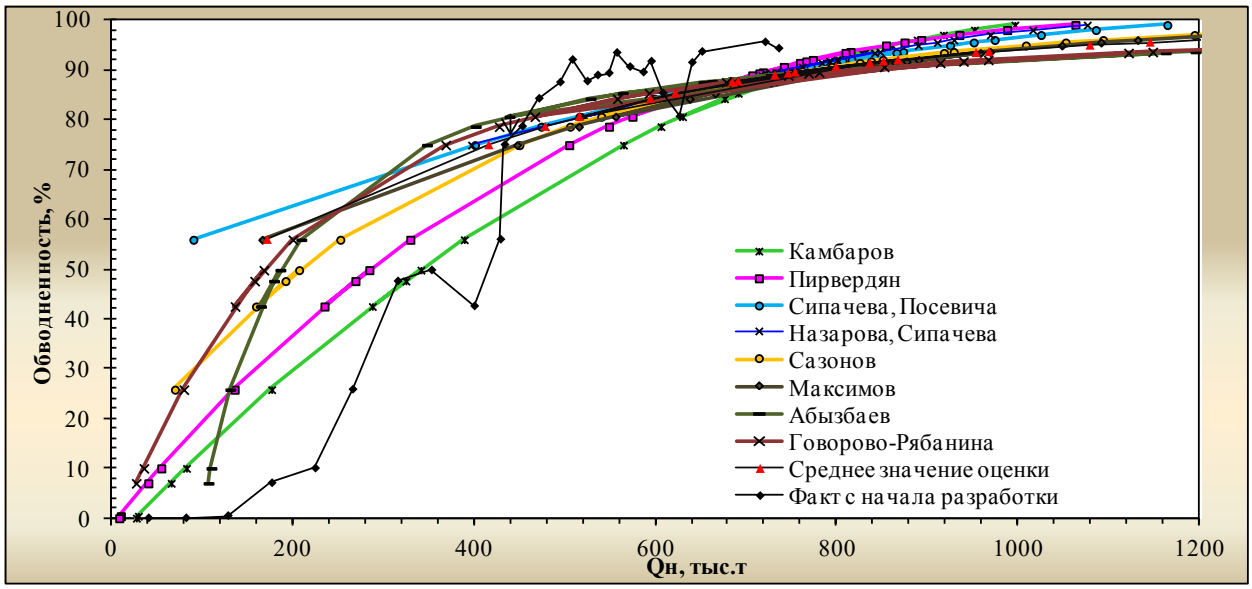


Рисунок 3.2.5.16 – Территория АО «ПККР». IVобъект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по рассматриваемым методикам

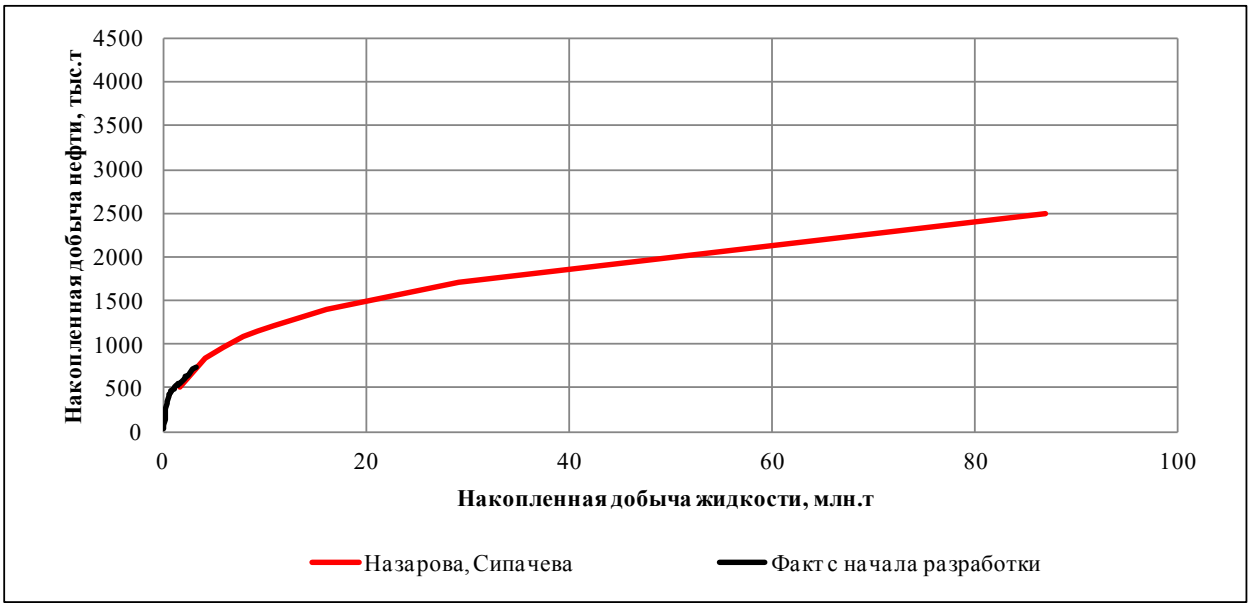


Рисунок 3.2.5.17 – Территория АО «ПККР». IV объект разработки. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по усредненным значениям характеристик вытеснения

Таким образом, по характеристикам вытеснения видно возможность достижения утвержденного КИН-а при сохранившейся существующей системе разработки в целом по территории АО «ПККР».

Выводы:

Согласно характеристикам вытеснения по обеим территориям АО «ПККР» и АО «ТП» прогнозируется и ожидается возможность достижения утвержденного КИН, что подтверждает эффективность существующей системы разработки.

3.2.6 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Промышленная разработка месторождения Кумколь началась в 1990 г. С 1991 г. месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления закачкой воды. Текущее пластовое давление по картам изобар по состоянию на 01.01.2024 г. составляет по I объекту – 8,8 МПа, II объекту – 9,2 МПа, III объекту – 10,2 МПа, IV объекту – 12,7 МПа, что выше давления насыщения газом.

По состоянию на 01.01.2024 г. в целом можно отметить, что существующая система за относительно короткий срок разработки (за 33 года) позволила отобрать 91 % от НИЗ и компенсировать отбор жидкости на 96 %, что указывает на эффективность реализуемой системы разработки.

В таблице 3.2.6.1 за анализируемый период (2021-2023 гг.) приведено сравнение фактических уровней добычи нефти с уровнями, запроектированными в проектном документе [32].

Действующим проектным документом, на основе которого разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки 2021 г.» [32]. Рекомендуемым вариантом был принят второй вариант разработки. Прогнозные технологические показатели были рассчитаны на период 2021-2125 гг.

Проектные технологические показатели за 2021-2022 гг. взяты из «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г.», за 2023 г. из «Анализа разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г.».

В 2021 г. добыча нефти практически на уровне проектного значения (-2 %), в 2022 г. - меньше проекта на 11 %, в связи с меньшим фондом добывающих скважин, в 2023 г. превышает проектное значение на 5 %, за счет большего среднесуточного дебита нефти, чем запроектировано.

Таблица 3.2.6.1 - Сравнение фактических уровней добычи нефти с проектными показателями

Годы	Добыча нефти, тыс.т		Фонд действующих скважин, ед	
	Утвержденный	Факт	Утвержденный	Факт
2021	471,2	461,3	396	328
2022	429,8	380,7	389	297
2023	314,4	329,8	307	301

На месторождении для снижения обводненности и увеличения дебитов нефти проводятся работы по выравниванию профиля приемистости (ВПП), нестационарное заводнение, ГРП, СКО, реперфорации, а также переводы скважин между объектами.

Эффективность мероприятий приводится в пункте 6.2 данного проекта.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

При расчете технологических показателей использовали расчетную модель слоисто-зонально неоднородного пласта- коллектора.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как: двухфазность потока, различие вязкостей нефти и агента, начальное положение ВНК. С учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях. Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей.

При расчете технологических показателей была использована методика, подробно изложенная в работе.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном ее совершенствовании.

При расчете технологических показателей объектов разработки месторождения Кумколь использовали данные о неоднородности пластов по проницаемости, коэффициенту продуктивности и др.

Учитывались данные о физических свойствах пластовой нефти, газа и воды.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр Qo(t) – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов q(t) от накопленных отборов нефти на середину года Q1(t) с учетом известного общего числа, введенных в работу скважин no(t). Параметр qo(t) – фактический амплитудный дебит объекта при известном Qo(t) определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_D(t)/Q_o(t)} \qquad (3.3.1)$$

Определение параметра $Q_{fo}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_o(t)$, $q_f(t)$, $Q_{FD}(t)$ по формуле

$$Q_{fo}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_f(t)/q_o(t)} \qquad (3.3.2),$$

где $q_f(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μo, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем на базе полученной модели проводится прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В разрезе месторождения Кумколь установлена промышленная нефтегазоносность в меловых, юрских и палезой-протерозойских отложениях.

В меловых отложениях выделяются два продуктивных горизонта (М-I и М-II), в юрских отложениях - девять продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2 и Ю-V-1-3) и в палезой-протерозойских отложениях – один продуктивный горизонт (PZ).

К горизонтам М-I, М-II, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ приурочены нефтяные залежи, к горизонтам Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV - газонефтяные. Залежи горизонтов М-I, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV - пластовые сводовые, большинство тектонический экранированные, залежи горизонтов М-II, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ - массивного типа.

В палезой-протерозойских отложениях горизонт выявлен на стадии эксплуатационного разбуривания, за счет углубления эксплуатационных и бурения новых скважин.

В юго-восточной части месторождения Кумколь после выполнения работы [28] пробурены скважины 2000, 2001, 5016, 5017, 5018, 5020, в разрезах которых в работе [49] впервые выделены залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3, и оценены запасы по ним.

Выделение объектов эксплуатации основано на многолетнем опыте разработки и проектирования месторождения Кумколь с 1989 г. В настоящее время месторождение Кумколь разрабатывается на основе «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь», утвержденной МИиНТ Республики Казахстан (протокол № 04-0/9230-вн от 26 октября 2021 г.) [32].

Согласно работе [32], Юго-Восточную часть Кумколь добавили к месторождению Кумколь. С учётом вышеизложенного объекты разработки представлены в следующем порядке:

I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;

II объект –газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;

III объект –газонефтяная залежь Ю-III горизонта;

IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

В настоящем отчете выделение объектов разработки остается таким же, как и в проектном документе [32], так как характеристика залежей не изменилась (см. таблицу 3.4.1).

Таблица 3.4.1.1 – Месторождение Кумколь. Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

Параметры	Объекты разработки				
	I	**II**	**III**	**IV***	**IV Юго-Восток**
Средняя глубина залегания, м	1106	1275	1282	1408	1628
Тип коллектора	терригенно-поровый				поровые
Площадь нефтеносности, тыс,м^2	56910	155071	41077	19817	4787
Средняя общая толщина, м	81	22,3	12,7	18,9	42,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	14,5	11,6	7,9	4,1	7,1
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	12,2	3,8	3,4	-
Средняя пористость, д,ед,	0,3	0,25	0,25	0,22	0,20
Средняя проницаемость, мкм^2	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2
Коэффициент нефтенасыщенности, д,ед,	0,66	0,66	0,67	0,59	0,38
Коэффициент песчанистости, д,ед,	0,693	0,547	0,679	0,47	0,57
Коэффициент расчлененности, д,ед,	6,01	6,3	2,81	3,85	12,2
Пластовая температура, ^{0}C	49	55,7	56	55	49,0
Текущее пластовое давление, МПа	8,8	9,2	10,2	12,7	13,1
Вязкость нефти в пластовых усл., мПа*с	2,71	1,14	1,0	1,0	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,787	0,727	0,708	0,669	
Объемный коэффициент нефти, д,ед,	1,042	1,252	1,344	1,471	
Содержание серы в нефти, %	0,13	0,11	0,16	0,05	
Содержание парафина в нефти, %	8,78	11,30	11,39	8,29	
Содержание АСВ в нефти, %	9,16	6,93	6,15	2,63	
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,53	5,73	8,96	11,95	
Газосодержание, м^3/т	10,56	95,67	131,85	177,49	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,977	0,965	0,966	0,946	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	1,026	1,038	1,037	1,059	
Средняя продуктивность, м^3/(сут*МПа)	23,4	4,2	4,6	11,7	
Средняя приемистость, м^3/сут	771,6	332	647	-	-
Утв, нач, балансовые запасы нефти А+С$_1$, тыс,т	**56910**	**76107**	**29255**	**4971**	**776**
Утв, нач, извлекаемые запасы нефти А+С$_1$, тыс,т	**33159**	**42801**	**15407**	**1339**	**289**
Коэффициент извлечения нефти, д,ед,	**0,583**	**0,562**	**0,527**	**0,269**	**0,372**

С учетом ЮВ

Обоснование значения предельно допустимого газового фактора

Месторождение Кумколь находится на 4 стадии разработки. По состоянию на 01.01.2024 г. коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,504 д.ед. при утвержденном конечном 0,554 д.ед, выработанность НИЗ – 90,9 %, средняя обводненность продукции при этом достигла 98,9 %. Для добычи нефти преимущественно используется электроцентробежные насосы.

Превышение газового фактора над газосодержанием, в основном, связано с:

- не соблюдением режимов эксплуатации скважин, когда забойное давление ниже давления насыщения;

- вследствие не качественного цементажа и перфорации (которые влекут за собой прорывы газа;

- не корректный выбор начальных подсчетных параметров;

- наличие газовой шапки, увеличением обводненности и выделением растворенного газа из пластовой воды, что приводит к увеличению газового фактора над газосодержанием на месторождении Кумколь.

В настоящей работе был проведен анализ по действующим скважинам, где рассмотрены все причины превышения газового фактора.

I объект разработки

В I объекте разрабатываются 2 меловых горизонта М-I и М-II, где нет газовой шапки, начальное газосодержание которых составляет 10,5 м^3/т и 15,3 м^3/т соответственно.

Как видно из рисунка 3.4.1.1, фактический текущий уровень газового фактора (ГФ) за весь период разработки практически на уровне газосодержания (ГС), кроме 2018 по 2021 гг., что предположительно связано с падением добычи нефти и истощением пласта. Для создания притоков к забою скважины создаются большие депрессии в связи, с чем в некоторых скважинах забойное давление ниже давления насыщения.

Также на данном объекте наблюдается прорывы газа, проведенный анализ по скважинам, показал, что это связано предположительно из-за снижения пластового давления ниже давления насыщения.

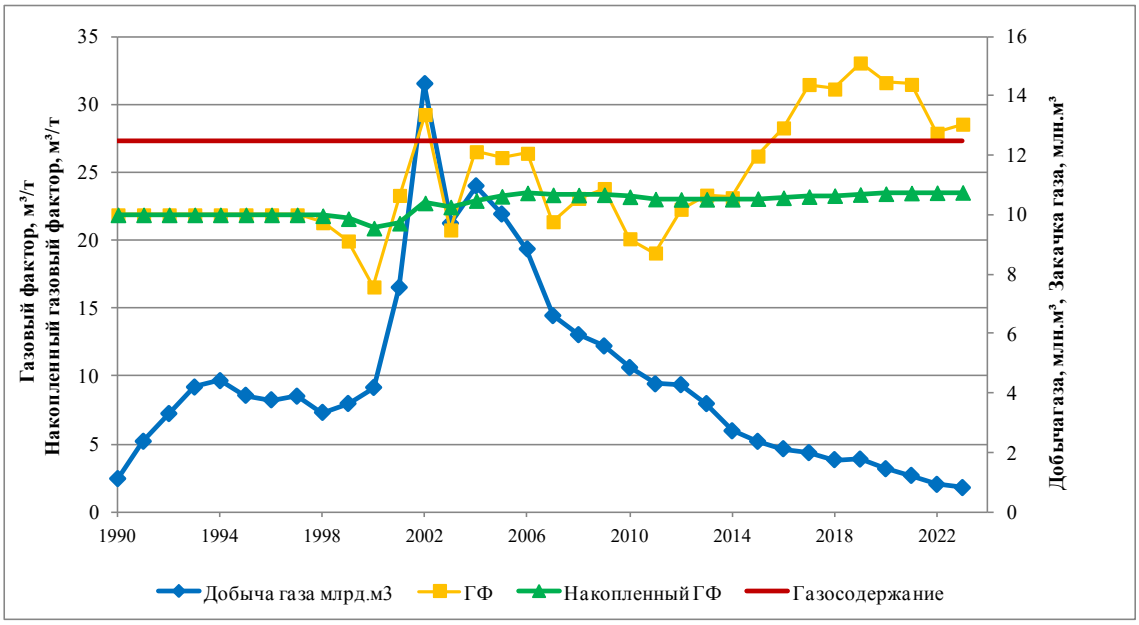


Рисунок 3.4.1.1 –График добычи газа, газового фактора. I объект разработки.

II объект разработки

Во II объекте разрабатывается 2 юрских горизонта Ю-1 и Ю-2. В каждом из них имеются газовые шапки. Начальное газосодержание Ю-1 горизонта составляет 134,2 м^3/т, Ю-2 горизонта – 152, м^3/т.

Как видно из рисунка 3.4.1.2, с начала разработки до 2008 г. ГФ был на уровне ГС, наблюдается увеличение ГФ с 2008 по 2012 гг., что в основном связано с прорывами газа из газовой шапки. В этот период с целью ППД велась закачка газа в газовую шапку данного объекта. С 2015 по 2019 гг., наблюдается увеличение ГФ до 224,3 м^3/т, что связано в основном с резким падением добычи нефти за последние года и истощением пласта, для создания притоков к забою скважин создаются большие депрессии на пласт, в связи, с чем забойные давления добывающих скважин снижаются ниже давления насыщения.

После проведения соответствующих мероприятий начиная с 2020 г. по 2022 г. газовый фактор снизился до 155 м^3/т. В 2023 г. идет рост ГФ и в среднем составил 191 м^3/т.

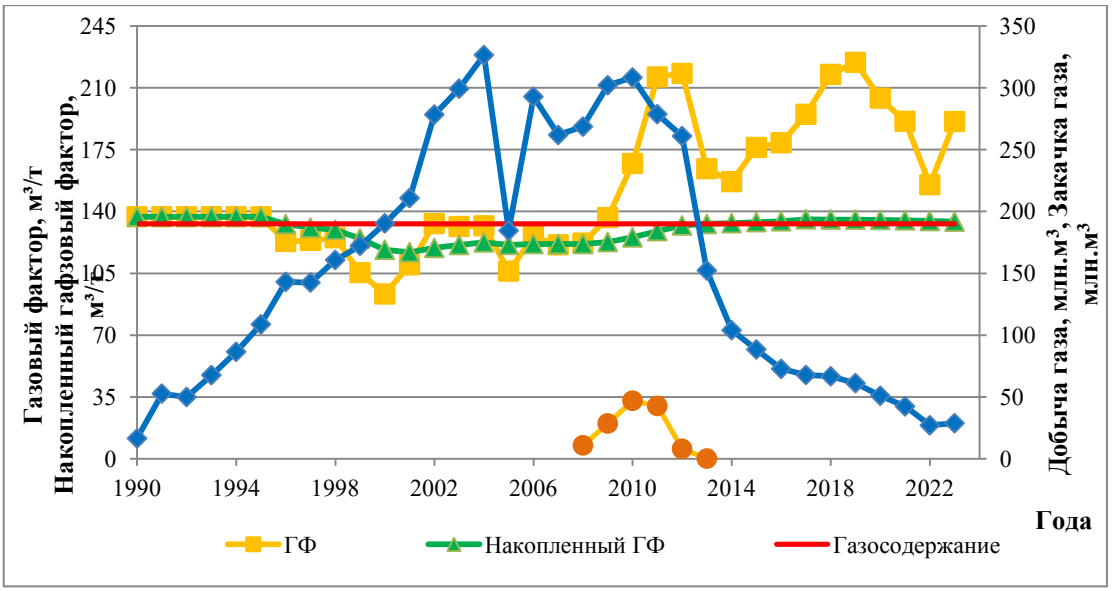


Рисунок 3.4.1.2 –График добычи газа, газового фактора. II объект разработки

III объект разработки

В III объект разрабатывается один горизонт Ю-III, который обладает небольшой газовой шапкой, начальное газосодержание составляет 135,3 м^3/т.

Как видно из рисунка 3.4.1.3, до 2010 г. ГФ был практически на уровне ГС, затем наблюдается увеличение, что связано со снижением забойного давления ниже давления насыщения. Периодически ГФ снижался и в 2017 г. был практически на уровне 2014 г., за счет проведения мероприятий. В последующие годы идет рост ГФ и в 2023 г. в среднем составил 303 м^3/т.

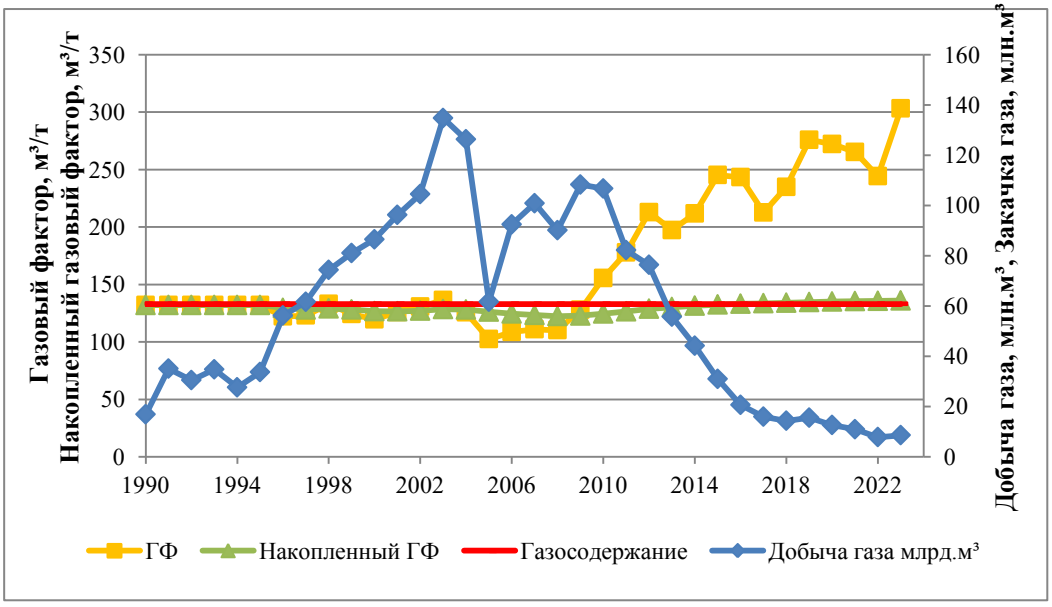


Рисунок 3.4.1.3 – График добычи газа, газового фактора, III объект разработки

IV объект разработки

В IV объекте разрабатывается семь горизонтов: Ю-IV, Ю-IV-1-0, 1-1, Ю-V-1-1, 1-2, 1-3 и PZ-PR отложения. Среднее газосодержание объекта составило 156,1 м^3/т, самый высокий отмечается в Ю-IV горизонте 195,8 м^3/т, где имеется газовая шапка.

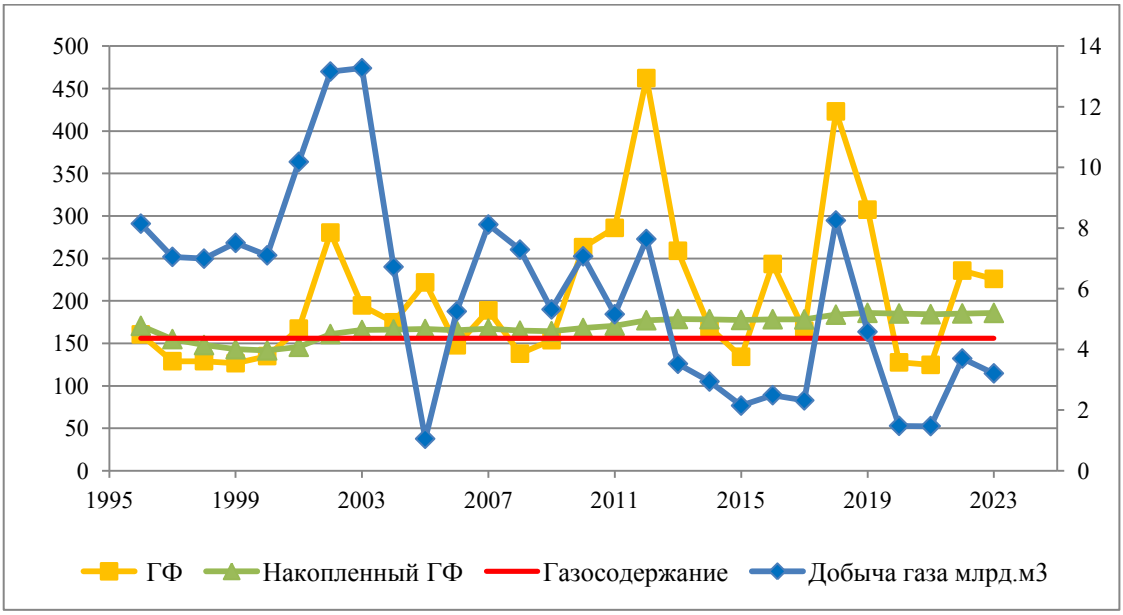


Рисунок 3.4.1.4 – График добычи газа, газового фактора, IV объект разработки

Как видно из рисунка 3.4.1.4, до 2010 года ГФ был практически на уровне ГС, затем наблюдается не значительные увеличение ГФ, связное со снижением забойного давления ниже давления насыщения. В будущем прогнозируется увеличение ГФ, так как этот участок IV объекта разрабатывается на естественном режиме истощения пластовой энергии.

Юго-Восточная часть

В январе 2022 г. на Юго-Восточной части IV объекта 5 скважин введены в эксплуатацию после консервации.

По итогам проведения пробной эксплуатации в 2019-12.06.2020 гг. на Юго-Восточной части месторождения Кумколь и учитывая текущее состояние практически по всем 5 скважинам этой части наблюдается снижение текущего пластового давления относительно начальных значений пластового давления и давления насыщения (Рпл<Рнас), в связи с чем эти добывающие скважины работали при режиме растворенного газа, который характеризуется снижением пластового давления и закономерным увеличением газового фактора.

Таким образом, фактический газовый фактор выше газососдержания, что вероятно обусловлено наличием газовой шапки и эксплуатацией скважин при забойном давлении

ниже давления насыщения.

Для создания притоков к забою скважин создаются депрессии на пласт, в связи, с чем забойные давления добывающих скважин снижаются ниже давления насыщения, отсюда и идет увеличение газового фактора.

Для эффективной разработки Юго-Восточной части месторождения Кумколь и предотвращения разгазирования пластовой нефти согласно [32], уже в начальной стадии разработки месторождения планировалось ППД закачкой воды, на 2022 г., было предусмотрено перевод двух скважин под нагнетание. Фактическеская закачка воды началась в ноябре 2023 г.

Принимая во внимание вышесказанное, для создания возможных условий для ввода скважин после бурения в разработку, а также учитывая текущее состояние Юго-Восточной части местрождения Кумколь, по IV объекту установлен максимальный ГФ, который приведен в таблице 3.4.1.2.

Для определения максимально допустимого значения газового фактора построены графики зависимости дебита по нефти от газового фактора. По этой зависимости при минимальном расчетном дебите по нефти 0,5 т/сут установлен предельный максимальный газовый фактор. В таблицах 3.4.1.2-3.4.1.3, представлены значения максимально допустимого газового фактора по территориям.

Таблица 3.4.1.2 – АО «ПККР». Максимально допустимое значение газового фактора по объектам разработки

Объект разработки	**I**	**II**	**III**	**IV**
	ПККР	ПККР	ПККР	ПККР
Гфmax, м³/т	15,3	281,4	430,0	825,0

Таблица 3.4.1.3– АО «ТП». Максимально допустимое значение газового фактора по объектам разработки

Объект разработки	**I**	**II**	**III**	**IV**
	ТП	ТП	ТП	ТП
Гфmax, м³/т	36,5	379,0	415,3	195,8

В процессе эксплуатации на скважинах по разрабатываемым горизонтам, где имеются газовые шапки наблюдается тенденция увеличения величины газового фактора. Месторождение Кумколь находится на завершающей стадии разработки, эксплуатируется с высокообводненной продукцией скважин. На практике эксплуатации месторождений при увеличении обводненности продукции добывающих скважин происходит рост газового фактора.

В дальнейшем для уменьшения, роста газового фактора и прорыва газа в газовой

шапке, проводить мероприятия по изоляции в местах прорыва; систематически вести контроль режима эксплуатации скважин; не допущения снижения пластового давления ниже давления насыщения.

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились исходя из анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

Для месторождения Кумколь в рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 года» рассмотрены 2 варианта разработки, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

Вариант 1 – является базовым, учитывающим существующее текущее состояние разработки.

Основные положения данного варианта:

- разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), с сеткой скважин 250х250 м,
- IV объект разрабатывается на естественном режиме с сеткой скважин 500х500 м;

В целом по месторождению предусмотрен ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 18 добывающих скважин между объектами разработки, ввод из бездействия – 45 скважин и перевод под закачку (ППД) - 24 скважин и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда;

1. на территории АО «ПККР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 2 скважин между объектами, 16 ед. – ввод из бездействия, 7 ед – под ППД и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда;
2. на территории АО «ТП» - перевод 16 скважин между объектами, 29 ед.–из бездействия, 17 ед.– под ППД.

Вариант 2 – рекомендуемый.

аналогичный 1-му варианту разработки:

- по территории АО «ПККР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 3 скважин между объектами, 21 ед. – из бездействия, 8 ед.– под ППД и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда.

3. по территории АО «ТП» - перевод 22 скважин между объектами, 33 ед.– из бездействия, 20 ед.– под ППД.

Планируемые ГТМ по территориям месторождения Кумколь представлены в таблицах 3.4.2.1 и 3.4.2.2.

В таблице 3.4.2.3-3.4.2.4 представлены основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по территориям месторождения Кумколь.

Таблица 3.4.2.1 – Месторождение Кумколь. АО ПККР. Планируемые ГТМ

Годы	Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Ввод из бездействия и других категорий	Переводы между объектами
1	**2**	**3**	**4**
2024	2	11	3
2025		4	
2026	1		
2031		1	
2033	1		
2037		1	
2043	1		
2039		1	
2041		1	
2042		1	
2045		1	
2047		1	
2049		1	
2050		1	
2060		1	
2061	1		
2069		1	
2070		1	
2071	1		
2080	1		

Таблица 3.4.2.2 – Месторождение Кумколь. АО ТП. Планируемые ГТМ

Годы	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Ввод из бездействия и других категорий	Переводы между объектами	Оптимизация	Дострелы, приобщения	РИР	ОПЗ	ВПП
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
2024	7	1	10					
2025	6	3	3	5	3	5	1	4
2026		3	3	4	3	6	1	4
2027		3	2	4	2	5	1	3
2028	2	2	2	3	2	5	1	3
2029		1	1	3	2	5	1	2
2030	1	1	1					
2034		2						
2035								
2039	1							
2040		1						
2041		1						

продолжение таблицы 3.4.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2043	1							
2045		1						
2046		2						
2050	1	1						
2052		1						
2053		1						
2054	1	1						
2058		1						
2060		1						
2062		1						
2072		1						
2083		1						
2085		1						
2095		1						
2112		1						

Таблица 3.4.2.3 – Месторождение Кумколь. Территория ПККР. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

№	Объект	I объект		II объект		III объект		IV объект	
	Характеристики	варианты разработки							
		1	2	1	2	1	2	1	2
1	Система размещения скважин	избирательная		избирательная		избирательная		избирательная	
2	Плотность сетки, га/скв	15	15	12	12	18	18	15	15
3	Расстояние между пробуренными скважинами, м	153-1099	153-1099	158-2011	158-2011	197-1995	197-1995	205-1799	205-1799
4	Режим разработки	ППД путём закачки холодной воды							
5	Режим работы скважин								
	- добывающих, Рзаб, МПа	Рзаб ≥0,64*Рнас		Рзаб ≥0,70*Рнас		Рзаб ≥0,3*Рнас		Рзаб ≥0,3*Рнас	Рзаб ≥0,3*Рнас
	- нагнетательная, Рнаг, МПа	Рзаб<Ргидр.						Рзаб<Ргидр.	Рзаб<Ргидр.
6	Коэффициент использования новых/переходящих скважин, д. ед.	0,95/0,9							
7	Коэффициент эксплуатации новых/переходящих скважин, д. ед.	0,5/0,9							
8	Соотношение действующих доб. и нагнетат. скв. по эксплуатационному объекту	42/36		37/20		3/4		10/3	
9	Коэффициент компенсации по залежам	130%		100%		130%		100%	
10	Отношение пластового давления к давлению насыщению	Рпл≥1Рнас				Рпл≥0,3Рнас		Рпл≥0,5Рнас	
11	Отношение забойного давления к давлению насыщению	Рзаб≥0,6Рнас		Рзаб≥0,7Рнас		Рзаб≥0,3Рнас		Рзаб≥0,2Рнас	
12	Отношение пластового давления к забойному давлению	1,9		1,5		1,2		0,7	
13	Макс. ГФ, $м^3/т$	15,3		281,4		430		825	
14	Газосодержание, $м^3/т$	10,5		95,67		131,85		177,49	
15	Добыча УВ	± 10 % от годовых показателей добычи							
16	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления	± 10 % от годовых показателей закачки							

Таблица 3.4.2.4 – Месторождение Кумколь. Территория ТП. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

№	Объект	I объект		II объект		III объект		IV объект	
	Характеристики	варианты разработки							
		1	2	1	2	1	2	1	2
1	Система размещения скважин	избирательная		избирательная		избирательная		избирательная	
2	Плотность сетки, тыс.м^2/скв	13	13	19	19	26	26	154,6	154,6
3	Расстояние между пробуренными скважинами, м	113-695	113-695	56-1205	56-1205	154-1070	154-1070	2733	2733
4	Режим разработки	ППД путём закачки холодной воды						Режим истощения	
5	Режим работы скважин								
	- добывающих, Рзаб, МПа	Рзаб ≥Рнас<Рпл		Рзаб ≥Рнас<Рпл		Рзаб ≤0,7*Рнас<Рпл		Рзаб ≤0,5*Рнас<Рпл	
	- нагнетательная, Рнаг, МПа	Рзаб<Ргидр.						-	-
6	Коэффициент использования новых/переходящих скважин, д. ед.	0,95/0,9							
7	Коэффициент эксплуатации новых/переходящих скважин, д. ед.	0,5/0,9							
8	Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин по эксплуатационному объекту	1	1	1	1	1	1	-	-
9	Коэффициент компенсации по залежам	100%		94%		109%		-	-
10	Отношение пластового давления к давлению насыщению	1,9		1,6		1,3		0,9	
11	Отношение забойного давления к давлению насыщению	1,3		1,2		0,9		0,6	
12	Отношение пластового давления к забойному давлению	1,5		1,4		2,1		1,5	
13	Макс. ГФ, м^3/т	36,5		379,0		415,3		195,8	
14	Газосодержание, м^3/т	10,6		95,7		131,9		177,5	
15	Добыча УВ	± 10 % от годовых показателей добычи							
16	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления	± 10 % от годовых показателей закачки							

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Разработка нефтяных месторождений может осуществляться на естественном и искусственном режимах восполнения пластовой энергии.

Первый тип включает в себя естественный водонапорный режим, при котором из законтурной водоносной области вода поступает в пределы нефтяной залежи и вытесняет нефть.

Поскольку не допускается снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, так как это приводит к нарушению начального фазового состояния пластовых флюидов, осложнению процесса выработки нефти и потере нефтеотдачи пластов, то не допускается развитие режима растворенного газа, когда происходит пластовое разгазирование нефти (на естественном режиме эксплуатации).

Помимо варианта на режиме истощения существует вариант разработки залежи с поддержанием пластового давления (ППД), целесообразность которого определяется, в частности, сроком окупаемости дополнительных капитальных вложений в систему поддержания давления за счет дополнительной добычи нефти. Эффективность и целесообразность поддержания пластового давления зависят от общих запасов нефти и газа, глубины залегания пласта, стоимости проходки скважин и сооружений объектов по поддержанию давления, извлечению и переработке нефти и др.

Поддержание пластового давления может осуществляться путем закачки сухого газа или воды, если есть необходимые ресурсы и обосновывается в рамках ТЭО КИН.

ППД при разработке месторождения является средством не только повышения нефтеотдачи, но и сохранения работоспособности добывающих скважин.

Однако применение воды как вытесняющего агента в продуктивных отложениях, где наблюдается высокая неоднородность по площади и по мощности пластов, приводит к неравномерному продвижению воды по разрезу, дает опасность преждевременного обводнения скважин по наиболее проницаемым пропласткам.

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти разработка должна осуществляться путём закачки воды в продуктивный горизонт. Для поддержания пластового давления при добыче нефти, в связи с отсутствием поверхностных водоёмов, единственной возможностью является использование попутно-добываемой воды месторождения - воды, извлекаемой попутно с нефтью.

Для восполнения дефицита воды имеются водозаборы альб-сеноманской и турон-сенонской воды.

Для этого необходимо осуществить гидродинамические и гидрохимические исследования водоносных горизонтов по оценке запасов, а также провести исследования на совместимость попутно-добываемой и пластовой воды.

На месторождении Кумколь для ППД используется попутно-добываемая вода.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Технологические показатели разработки месторождения зависят от емкостно-фильтрационных характеристик пласта, технологии и системы воздействия. Полученная в результате эксплуатационного бурения информация о геологическом строении залежей позволяет использовать модель послойного и зонально-неоднородного по продуктивности пласта.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена известная схема слоисто - и зонально-неоднородного пласта. Согласно этой схеме, продуктивный пласт состоит из правильной формы бессистемно расположенных зон с линейным размером d, отличающихся по средней продуктивности, а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и агента, начальное положение ВНК. С учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Все гидродинамические расчёты осуществляются по формулам, приведённым в работах Лысенко В.Д. [37]. Так, годовой отбор нефти рассчитывается по формуле:

$$Q = \frac{q_0}{Q_0 + \frac{1}{2} \times q_0} \tag{3.1}$$

где q_0 – амплитудный дебит залежи, млн.т/год,

Q_0 – введённые в разработку начальные извлекаемые запасы нефти на 1 пробуренную скважину, млн.т.

Амплитудный дебит залежи определяется по формуле:

$$q_0 = \xi \times \tau \times \eta_0 \times n_0 \times \Delta P \times \varphi \times (1 - \varepsilon) \times 10^{-6} \tag{3.2}$$

где ξ – коэффициент надежности,

τ – среднее число дней эксплуатации скважины в году, сут/год,

η_0 – средний коэффициент продуктивности 1 скважины, т/(сут МПа),

n_0 – общее число скважин по проектной сетке,

ΔP – депрессия, МПа,

φ – функция относительной производительности скважины, д.ед.

ε – доля уменьшения дебита скважин вследствие неоднородности продуктивных пластов.

Входящие в формулу величины ξ, φ, ε также определяются по формулам, приведённым в работе [32]. Например, коэффициент надежности ξ определялся по формуле:

$$\xi = \xi_1 \times \xi_2 \times \xi_3 \tag{3.3}$$

где ξ_1 - коэффициент, гарантирующий с надежностью не менее 90 %, подтверждения проектных дебитов при ограниченном количестве исследованных скважин;

$$\xi_1 = 1 - 1{,}3\sqrt{\frac{n_0 - n_u}{n_0 + V^2}} \times \sqrt{\frac{V_\eta^2}{n_u}} \tag{3.4}$$

где: n_0 - количество проектных скважин;

n_u - количество исследованных скважин;

V_η^2 - показатель неоднородности скважин по продуктивности;

ξ_2 - коэффициент, учитывающий уменьшение эффективной проницаемости из-за прерывистости и зональной неоднородности;

$$\xi_2 = \frac{1}{(1 + 2{,}3 \times (0{,}2 \times V_3^2 + W^2) \times {S^I}/{d^2})} \tag{3.5}$$

где: S^I - площадь, приходящаяся на одну скважину;

V_3^2 - показатель зональной неоднородности;

W^2 - доля неколлектора;

d^2 - масштаб изменения коллекторских свойств;

ξ_3 - коэффициент эксплуатации добывающих скважин, показывающий долю рабочих дней в году.

Расчет коэффициента нефтеизвлечения производился по формуле:

$$КИН = K_1 \times K_2 \times K_3 \quad (3.6)$$

где K_1 - коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при данной системе размещения скважин;

Коэффициент охвата сеткой скважин определяется по следующему соотношению:

$$K_1 = K_1^{'} \times K_1^{"} \quad (3.7)$$

где $K_1^{'}$ - коэффициент вовлечения в промышленную разработку геологических запасов нефти, приуроченных к водонефтяным зонам,

$K_1^{"}$ - коэффициент охвата процессом вытеснения. При расчете $K_1^{'}$ для чисто нефтяных зон принят равным 1, а водонефтяных зон рассчитывается по формуле:

$$K_1^{'} = 1 - \left(\frac{h_н^{min}}{h_{эф}^{внз}}\right)^2 \quad (3.8)$$

где $h_{эф}^{внз}$ - средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м;

$h_н^{min}$ - нефтенасыщенная толщина, менее которой добывающие скважины не размещаются.

Коэффициент охвата процессом вытеснения для выделенных объектов месторождения определяется по формуле:

$$K_1^{"} = exp\left(-\frac{W^2}{d^2} \times S^{'} \times m_p\right) \quad (3.9)$$

где W - показатель прерывистости (доля неколлектора по площади продуктивных пластов);

d - шаг случайного изменения коллекторских свойств нефтяного пласта, км;

$S^{'}$ - площадь нефтяной залежи на одну скважину, км^2;

m_p - число добывающих скважин рядов, находящихся в полосе между двумя рядами.

$К_2$ - коэффициент вытеснения нефти, использовали результаты экспериментов вытеснения нефти водой, проведенных на образцах кернового материала месторождения Кумколь. Для расчета КИН приняты следующие величины коэффициентов вытеснения:

вытеснение водой – 0,7 для I объекта и 0,67 для II-IV объектов;

$K_З$ - коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов нефти.

$$K_З = K_{Зн} + (K_{Зк} - K_{Зн}) \times A_{ср} \quad (3.10)$$

$$K_{Зн} = \frac{1}{1{,}2 + 4{,}2 \times V^2} \quad (3.11)$$

$$K_{Зк} = \frac{1}{0{,}95 + 0{,}25 \times V^2} \quad (3.12)$$

Где V^2 – результирующая расчетная неоднородность:

$$(V^2 + 1) = (V_1^2 + 1) \times \{1 + \left[\left(0{,}1 \times \frac{2\mu_*}{1 + \mu_*} + 1\right)\left(\frac{V_З^2 + 1}{\frac{V_З^2}{4} + 1}\right) - 1\right] \times \frac{2}{1 + m}\} \times \left(\frac{(2\Delta L)^2}{S'} + 1\right) \quad (3.13)$$

V_1^2и $V_З^2$ - соответственно послойная и зональная неоднородность продуктивных пластов;

$2/(1 + m)$– доля площади пластов, в пределах которой происходит стягивание фронтов вытесняющего агента;

$$\mu^* = \frac{\mu_н}{\mu_a} \times K_2^{1.5} \quad (3.14)$$

где μ^* - соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

$\mu_н$ - вязкость нефти;

μ_a - вязкость вытесняющего агента;

m - соотношение добывающих и нагнетательных скважин;

ΔL - среднее отклонение забоя скважины от проектной точки.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Бурение эксплуатационных скважин

По технико-экономическим показателям месторождения Кумколь рекомендован к реализации вариант 2, по которому бурение скважин не рассматривается в связи с разбуренностью месторождения. Планируются переводы скважин (см.раздел 3.4.2).

Бурение резервных скважин

Согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» количество резервных скважин рекомендуется в объеме 10-25 % от основного проектного фонда скважин.

Бурение наблюдательных и пьезометрических скважин

Наблюдательные и пьезометрические скважины специально бурить не рекомендуется. Для этого можно будет использовать скважины, эксплуатация которых будет экономически нерентабельна.

3.5 Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости ±30%. Не смотря на это расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ определенной по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз».

Структура сметы:

Прямые затраты

- основное оборудование;
- материалы и конструкции для строительно-монтажных работ;
- строительно-монтажные работы;
- затраты труда.

Косвенные затраты

- затраты на содержание временных зданий и сооружений;
- затраты на производство работ в зимнее время;
- транспорт привозных материалов;
- производство работ вахтовым методом;
- налоги, сборы, обязательные платежи.

Прочие затраты

- затраты на группу управления проектом/надзор за ходом работ на площадке;
- проектные работы;
- непредвиденные расходы.

Прямые затраты

Основное оборудование – стоимость основного оборудования разрабатывалась на основе новейшей информации, на основании базы данных АО «НИПИнефтегаз», а также бюджетных расценок поставщиков. В стоимость оборудования включены транспортные расходы и таможенные пошлины на импорт.

Строительно- монтажные работы, материалы и конструкции, затраты труда – определялись по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз». В необходимых случаях коэффициенты корректировались с учётом конкретных обстоятельств: например, для оборудования высокой стоимости, сложных комплектных установок, специальных видов материалов, а в коэффициентах затрат труда на некоторых площадках учитывались стеснённые условия, а также особые регламенты работ**.**

Косвенные затраты

Косвенные затраты - рассчитывались в соответствии с «Порядком определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» СН РК 8.02-02-2002 и добавлялись к прямым затратам. Для удобства и простоты все косвенные затраты были разделены на несколько категорий.

Затраты на содержание временных зданий и сооружений – определялись по СН РК 8.02-09-2002 в размере 4,1% от строительно-монтажных работ.

*Затраты на производство работ в зимнее время - определялись по СН РК 8.02-07-*2002 в размере 3,024% от строительно-монтажных работ.

Затраты на транспорт привозных материалов – определялись по СН РК 8.02-05-2002 в размере 0,967% от строительно-монтажных работ.

Затраты на производство работ вахтовым методом – составили 10% от строительно-монтажных работ.

Налоги, сборы, обязательные платежи – учтены как сборы и платежи – 2% и НДС - 12% от общей сметной стоимости строительства.

Прочие затраты

Затраты на группу управления проектом / надзор за ходом работ на площадке – стоимость надзора за ходом работ на площадке. Включает надзор за выполнением строительно-монтажных, пусконаладочных работ и вводом объектов в эксплуатацию - авторский надзор и технадзор. Данные затраты определялись по согласованным нормативным документам РК.

Проектные работы – коэффициент (процент) учитывающий затраты на проектные работы разработан на основании опыта АО «НИПИнефтегаз» и на основании имеющегося опыта в нефтегазовой промышленности.

Непредвиденные расходы – резерв средств на непредвиденные работы и затраты предусматривает факторы неопределённости и предназначен для возмещения стоимости работ и затрат, потребность в которых возникает в процессе разработки рабочей документации или в ходе строительства в результате уточнения проектных решений или условий строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов**:**

- нормативы для расчета затрат на производство;
- нормативы для расчета платежей в бюджет.

Нормативы для расчета затрат на производство и для расчета платежей в бюджет для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» приведены в таблицах 3.5.1 и 3.5.2.

Таблица 3.5.1 - Технико -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат АО «ПККР

№№	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Удельный вес потерь нефти	%	0,8
2	Удельный использования газа на собственные нужды	%	100,0
3	Среднегодовая оплата труда 1го работника ППП	млн.тенге	11,2
4	Среднегодовая оплата труда 1го работника АУП	млн.тенге	13,5
3	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
3.1	Затраты на электроэнергию	тыс.тенге/тонну жидк.	0,02
3.2	Затраты условно-постоянные, зависимые от фонда скважин	млн.тенге/скв.	1,09
3.3	Затраты производственного характера	тыс.тенге/тонну жидк.	0,38
3.4	Затраты на хиреагенты	тыс.тенге/тонну закачки	0,02
3.5	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	млн.тенге/раб. ППП	0,10
3.6	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	1555,7
3.7	Прочие производственные расходы	тыс.тенге/тонну жидк.	0,01
3.8	Экологические расходы	тыс.тенге/тонну (Н+Г)	0,7
3.9	Затраты на страхование	млн.тенге/раб. ППП	0,7
3.10	Транспортировка нефти	тыс.тенге/тонну нефти	0,03
3.11	Затраты на ремонт скважин	млн.тенге/скв.	2,6
4	Расходы периода:		
4.1	Общеадминистративные расходы	млн.тенге/раб.ППП+АУП	2,7
5	Количество баррелей в тонне	Bbl/тонну	7,7
6	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	70
7	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	30
8	Инфляция цены на продукцию, капиальные вложения и эксплуационные затраты	% в год	8,4

Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции АО «ПККР»

НАИМЕНОВАНИЕ	ЗНАЧЕНИЕ
Отчисления в Фонд государственного социального страхования	9,5%
Отчисления в Фонд государственного социального страхования с 2025 года	11,0%
Отчисления в пенсионный фонд%	10,0%
Отчисления в Фонд обязательного медицинского страхования	3,0%
Амортизационные отчисления фиксированных активов подлежащих вычету при налогообложении	15,0%
Затраты на обучение казахстанских специалистов (от затрат на добычу)	1,0%
Развитие социальной сферы и инфраструктуры (от инвестиций)	1,0%
Корпоративный подоходный налог	20,0%
НДПИ	по шкале
Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12,0%
Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12,0%
Налог на имущество	1,5%
Налог на сверхприбыль	по шкале
Прочие налоги и отчисления в бюджет	0,4%
Таможенная пошлина	по шкале
НИОКР (от затрат на добычу)	1,0%
Цена реализации нефти на внутренний рынке (с учетом транспортных расходов и НДС), тенге/тонну	118 679,9
Цена транспорта нефти на внутренний рынке (с учетом НДС), тенге/тонну	3 184,1
Цена реализации нефти на внешний рынке (с учетом транспортных расходов), тенге/тонну	252 699,7
Цена транспорта нефти на внешний рынке, тенге/тонну	48 826,4
Год начала инфляции	2024

Нормативы для расчета затрат на производство и для расчета платежей в бюджет для АО «Тургай-Петролеум» приведены в таблицах 3.5.3 и 3.5.4.

Таблица 3.5.3 - Технико -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат АО «ТП"

№№	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Удельный вес потерь нефти	%	0,6
2	Удельный использования газа на собственные нужды	%	100
3	Среднегодовая оплата труда 1го работника ППП	млн.тенге	8,0
4	Среднегодовая оплата труда 1го работника АУП	млн.тенге	10,9
5	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
5.1	Затраты на электроэнергию	тыс.тенге/тонну жидк.	0,120
5.2	Затраты производственного характера	тыс.тенге/тонну жидк.	0,047
5.3	Расходы на персонал	млн.тенге/раб. ППП	0,675
5.4	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	3 054,4
5.5	Прочие производственные расходы	млн.тенге/год	317,8
5.6	Операционные затраты по ГУП	тыс.тенге/тонну жидк.	0,02
5.7	Затраты на страхование	млн.тенге/раб. ППП	1,0
6	Расходы периода:		
6.1	Расходы на персонал	млн.тенге/раб.АУП	4,6
6.2	Затраты на страхование	млн.тенге/раб. АУП	0,5
6.3	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	489,9
6.4	Расходы по содержанию ОС, аренде и прочие	млн.тенге/год	99,7
6.5	Прочие затраты	млн.тенге/год	74,5
7	Количество баррелей в тонне	Bbl/тонну	7,7
8	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	70,0
9	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	30,0
10	Инфляция цены на продукцию, капиальные вложения и эксплуационные затраты	%	8,4

Таблица 3.5.4 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции АО "ТП"

НАИМЕНОВАНИЕ	ЗНАЧЕНИЕ
Отчисления в Фонд государственного социального страхования, %	9,5
Отчисления в Фонд государственного социального страхования с 2025 года, %	11,0
Отчисления в пенсионный фонд%	10,0
Амортизационные отчисления фиксированных активов подлежащих вычету при налогообложении, %	15,0
Затраты на обучение казахстанских специалистов (от затрат на добычу), %	1,0
Развитие социальной сферы и инфраструктурыв (от затрат на инвестиции), %	1,0
НИОКР, %	1,0
Корпоративный подоходный налог, %	20,00
НДПИ	по шкале
Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг, %	12,0
Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке, %	12,0
Налог на имущество, %	1,50
Налог на сверхприбыль	по шкале
Прочие налоги и отчисления в бюджет, %	0,4
Таможенная пошлина	по шкале
Цена реализации нефти на внутренний рынке (с учетом транспортных расходов, с учетом НДС), тенге/тонну	106 000,0
Цена транспорта нефти на внутреннем рынке (с учетом НДС), тенге/тонну	2 633,8
Цена реализации нефти на внешний рынке (с учетом транспортных расходов, без учета НДС), тенге/тонну	271 425,0
Цена транспорта нефти на внешнем рынке (без учета НДС), тенге/тонну	13 189,4
Год начала инфляции	2024

Для расчета нормативов производственных затрат и затрат периода проанализирован бюджет затрат АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» и «Тургай-Петролеум» на 2024 год. Для расчета операционных и текущих расходов по месторождению на проектный период использованы нормативы по указанным предприятиям, в соответствии со структурой и уровням затрат и тенденцией их изменения, которые сложились на момент анализа. Кроме того, при необходимости, для определения Нормативов использованы результаты технологических расчетов на проектный период

В расчете участвуют нормативы:

Условно-постоянные, приходящиеся:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда;
- на 1 работника АУП;
- на 1 работника ППП.

Условно-переменные, приходящиеся на:

- 1 тонну добываемых углеводородов.

Постоянные расходы, в тысячах тенге в год.

В составе вспомогательных материалов, используемых на промысле, учтены затраты на:

- трубы;
- задвижки;
- запчасти;
- воду (питьевую, на хозяйственно-бытовые нужды и нужды технологических процессов и техническую, на нужды промысла);
- и прочие материалы.

Для определения нормативов расходов углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке также использованы и фактически сложившиеся уровни затрат и показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по налоговому кодексу РК.

Технологические нормативы за весь период остаются неизменными, так как, за весь проектируемый период изменение типов установок, оборудования и оснастки не предусмотрено. Поэтому, количество потребляемых энергоносителей, например, электроэнергии, воды, тепла, газа и т.п., приходящееся на единицу мощности, в представленных расчетах на протяжении проектного периода остаются неизменными.

В таблице 3.5.5 приведены коэффициенты инфляции-дефляции, которые были применены в расчетах. За срок начала инфляции принят 2024 год.

Ставка инфляции на изменение капитальных вложений, эксплуатационных затрат, цен на продукцию, затрат на транспорт продукции составляет – 8,4% в год.

Таблица 3.5.5 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции

Года	Ставка инфляции КВ и эксплуатационных затрат	Коэффициент инфляции КВ и эксплуатационных затрат	Коэффициент дефляции КВ и эксплуатационных затрат
	%	%	%
1	2	3	4
2024	8,4%	1,000	1,000
2025	8,4%	1,084	0,923
2026	8,4%	1,175	0,851
2027	8,4%	1,274	0,785
2028	8,4%	1,381	0,724
2029	8,4%	1,497	0,668
2030	8,4%	1,622	0,616
2031	8,4%	1,759	0,569
2032	8,4%	1,906	0,525
2033	8,4%	2,067	0,484
2034	8,4%	2,240	0,446
2035	8,4%	2,428	0,412
2036	8,4%	2,632	0,380
2037	8,4%	2,854	0,350
2038	8,4%	3,093	0,323
2039	8,4%	3,353	0,298
2040	8,4%	3,635	0,275
2041	8,4%	3,940	0,254
2042	8,4%	4,271	0,234
2043	8,4%	4,630	0,216
2044	8,4%	5,019	0,199
2045	8,4%	5,440	0,184
2046	8,4%	5,897	0,170
2047	8,4%	6,393	0,156
2048	8,4%	6,930	0,144
2049	8,4%	7,512	0,133
2050	8,4%	8,143	0,123
2051	8,4%	8,827	0,113
2052	8,4%	9,568	0,105
2053	8,4%	10,372	0,096
2054	8,4%	11,243	0,089
2055	8,4%	12,187	0,082
2056	8,4%	13,211	0,076
2057	8,4%	14,321	0,070
2058	8,4%	15,524	0,064
2059	8,4%	16,828	0,059
2060	8,4%	18,241	0,055
2061	8,4%	19,773	0,051

Продолжение таблицы 3.5.5

1	2	3	4
2062	8,4%	21,434	0,047
2063	8,4%	23,235	0,043
2064	8,4%	25,187	0,040
2065	8,4%	27,302	0,037
2066	8,4%	29,596	0,034
2067	8,4%	32,082	0,031
2068	8,4%	34,777	0,029
2069	8,4%	37,698	0,027
2070	8,4%	40,865	0,024
2071	8,4%	44,297	0,023
2072	8,4%	48,018	0,021
2073	8,4%	52,052	0,019
2074	8,4%	56,424	0,018
2075	8,4%	61,164	0,016
2076	8,4%	66,301	0,015
2077	8,4%	71,871	0,014
2078	8,4%	77,908	0,013
2079	8,4%	84,452	0,012
2080	8,4%	91,546	0,011
2081	8,4%	99,236	0,010
2082	8,4%	107,572	0,009
2083	8,4%	116,608	0,009
2084	8,4%	126,403	0,008
2085	8,4%	137,021	0,007
2086	8,4%	148,530	0,007
2087	8,4%	161,007	0,006
2088	8,4%	174,532	0,006
2089	8,4%	189,192	0,005
2090	8,4%	205,084	0,005
2091	8,4%	222,311	0,004
2092	8,4%	240,986	0,004
2093	8,4%	261,228	0,004
2094	8,4%	283,172	0,004
2095	8,4%	306,958	0,003
2096	8,4%	332,743	0,003
2097	8,4%	360,693	0,003
2098	8,4%	390,991	0,003
2099	8,4%	423,834	0,002
2100	8,4%	459,436	0,002
2101	8,4%	498,029	0,002
2102	8,4%	539,864	0,002
2103	8,4%	585,212	0,002
2104	8,4%	634,370	0,002
2105	8,4%	687,657	0,001
2106	8,4%	745,420	0,001
2107	8,4%	808,035	0,001
2108	8,4%	875,910	0,001
2109	8,4%	949,487	0,001
2110	8,4%	1029,244	0,001

Продолжение таблицы 3.5.5

1	2	3	4
2111	8,4%	1115,700	0,001
2112	8,4%	1209,419	0,001
2113	8,4%	1311,010	0,001
2114	8,4%	1421,135	0,001
2115	8,4%	1540,511	0,001
2116	8,4%	1669,913	0,001
2117	8,4%	1810,186	0,001
2118	8,4%	1962,242	0,001
2119	8,4%	2127,070	0,000
2120	8,4%	2305,744	0,000
2121	8,4%	2499,427	0,000
2122	8,4%	2709,378	0,000
2123	8,4%	2936,966	0,000
2124	8,4%	3183,671	0,000
2125	8,4%	3451,100	0,000
2126	8,4%	3740,992	0,000
2127	8,4%	4055,235	0,000
2128	8,4%	4395,875	0,000
2129	8,4%	4765,129	0,000
2130	8,4%	5165,399	0,000
2131	8,4%	5599,293	0,000
2132	8,4%	6069,634	0,000
2133	8,4%	6579,483	0,000
2134	8,4%	7132,159	0,000
2135	8,4%	7731,261	0,000
2136	8,4%	8380,687	0,000
2137	8,4%	9084,664	0,000
2138	8,4%	9847,776	0,000
2139	8,4%	10674,989	0,000
2140	8,4%	11571,689	0,000
2141	8,4%	12543,710	0,000
2142	8,4%	13597,382	0,000
2143	8,4%	14739,562	0,000
2144	8,4%	15977,685	0,000
2145	8,4%	17319,811	0,000
2146	8,4%	18774,675	0,000
2147	8,4%	20351,748	0,000
2148	8,4%	22061,295	0,000
2149	8,4%	23914,443	0,000
2150	8,4%	25923,257	0,000
2151	8,4%	28100,810	0,000
2152	8,4%	30461,278	0,000
2153	8,4%	33020,025	0,000
2154	8,4%	35793,708	0,000
2155	8,4%	38800,379	0,000
2156	8,4%	42059,611	0,000
2157	8,4%	45592,618	0,000
2158	8,4%	49422,398	0,000

Продолжение таблицы 3.5.5

1	2	3	4
2159	8,4%	53573,880	0,000
2160	8,4%	58074,085	0,000
2161	8,4%	62952,309	0,000
2162	8,4%	68240,303	0,000
2163	8,4%	73972,488	0,000
2164	8,4%	80186,177	0,000
2165	8,4%	86921,816	0,000
2166	8,4%	94223,248	0,000
2167	8,4%	102138,001	0,000
2168	8,4%	110717,593	0,000
2169	8,4%	120017,871	0,000
2170	8,4%	130099,372	0,000
2171	8,4%	141027,720	0,000
2172	8,4%	152874,048	0,000
2173	8,4%	165715,468	0,000
2174	8,4%	179635,568	0,000
2175	8,4%	194724,955	0,000

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивных пластов, принятых минимальных толщин для размещения скважин и др., обоснованного в предыдущих разделах, по всем расчетным вариантам определены технологические показатели разработки.

Схема расположения пробуренных и проектных скважин по вариантам 1, 2 приведены на графических приложениях 36-43.

Технологические показатели разработки объектов и месторождения по рекомендуемому варианту 2 приведены в таблицах 4.1.1-4.1.32, по 1 расчётному варианту в табличных приложениях П. 4.1.1-4.1.32.

Таблица 4.1.1 − Месторождение Кумколь. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Год	Ввод скважин из бурения за период			Перев.скв. из освоении в набл.фонд	Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод скв.между объектами	Перевод скв. с др. категорий (набл.)под добычу	Перевод нагн.скв.в набл.фонд	Ввод из бездейс-твия	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагн. скв. на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, $м^3$/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.									всего	в т. ч. нагнет.	всего	мех.	всего	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	3	3	0	1	9	12	6	0	6	1064	1334	18	8	364	364	239	3,1	240,0	344
2025	0	0	0	0	6	4	0	1	7	1064	1334	13	6	356	356	236	2,5	259,2	398
2026	0	0	0	0	1	3	0	0	4	1064	1334	9	5	352	352	232	2,4	248,5	371
2027	0	0	0	0	0	2	0	0	3	1064	1334	7	5	350	350	227	2,2	241,3	354
2028	0	0	0	0	2	2	0	0	2	1064	1334	4	3	348	348	225	2,1	209,5	334
2029	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1064	1334	4	2	346	346	223	2,0	193,3	327
2030	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1064	1334	3	1	344	344	222	1,9	194,1	321
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	6	1	340	340	221	1,9	190,7	314
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	6	1	335	335	220	1,9	195,9	312
2033	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1064	1334	6	2	330	330	218	1,8	196,2	309
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1064	1334	6	2	326	326	216	1,8	185,5	306
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	7	3	322	322	213	1,8	185,5	303
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	4	1	319	319	212	1,7	184,0	301
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	4	2	318	318	209	1,6	178,3	298
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	4	1	315	315	208	1,6	177,5	295
2039	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1064	1334	10	4	309	309	205	1,5	177,6	294
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	5	2	306	306	203	1,5	176,6	292
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1064	1334	6	1	302	302	202	1,5	175,8	290
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	3	2	302	302	200	1,5	172,2	287
2043	0	0	0	0	2	0	0	0	0	1064	1334	6	2	296	296	199	1,4	170,9	284
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	9	2	289	289	197	1,4	170,1	282
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1064	1334	7	2	285	285	195	1,4	169,6	283
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1064	1334	6	3	282	282	192	1,3	168,1	280
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	9	3	277	277	189	1,3	166,8	277
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	6	4	275	275	185	1,3	166,3	275
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	4	0	272	272	185	1,3	163,3	272
2050	0	0	0	0	1	0	0	0	2	1064	1334	5	1	268	268	185	1,3	163,1	269
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	3	2	267	267	183	1,2	162,3	266
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	7	4	264	264	179	1,2	162,3	264
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	3	2	263	263	177	1,2	161,6	262
2054	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1064	1334	3	3	262	262	175	1,2	160,0	259
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	1	262	262	174	1,2	159,4	257
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	7	4	259	259	170	1,1	160,0	254
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	2	1	258	258	169	1,1	159,4	251
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	4	2	256	225	167	1,1	158,8	249
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	4	2	254	254	165	1,1	158,2	247
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1064	1334	2	0	253	253	165	1,1	157,7	244
2061	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1064	1334	5	2	249	249	164	1,1	159,0	234
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	4	3	248	248	161	1,1	158,5	231
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	2	0	246	246	161	1,1	158,0	229
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	9	3	240	240	158	1,1	154,5	226
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	3	1	238	238	157	1,0	154,3	223

Продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	1	238	238	156	1,0	153,7	220
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	3	2	237	237	154	1,0	153,0	217
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	0	236	236	154	1,0	152,5	215
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	2	2	237	237	152	1,0	152,2	218
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	5	1	233	233	151	1,0	152,6	219
2071	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1064	1334	3	1	230	230	151	0,9	151,3	217
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	7	4	227	227	147	0,9	149,8	213
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	5	2	224	224	145	0,9	150,4	211
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	4	1	221	221	144	0,9	150,0	208
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	2	1	220	220	143	0,9	149,4	205
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	2	0	218	218	143	0,9	148,9	203
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	4	1	215	215	142	0,8	148,2	200
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	0	214	214	142	0,8	147,7	198
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	5	0	209	209	142	0,8	147,9	196
2080	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1064	1334	6	2	204	204	141	0,8	148,2	194
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	4	2	202	202	139	0,8	148,5	192
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	4	2	200	200	137	0,8	148,0	190
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	1	0	199	199	137	0,8	147,5	187
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	0	198	198	137	0,8	147,1	186
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	2	0	196	196	137	0,7	146,7	184
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	0	195	195	137	0,7	146,3	182
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	85	56	166	166	81	0,8	147,0	171
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	1	166	166	80	0,8	146,8	158
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	166	166	80	0,7	146,5	158
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	37	18	147	147	62	0,9	95,4	105
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	147	147	62	0,8	95,2	104
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	147	147	62	0,8	95,1	104
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	147	147	62	0,8	94,9	104
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	0	146	146	62	0,8	94,7	103
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	10	5	141	141	57	0,9	103,3	124
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,9	103,1	123
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,8	102,9	123
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,8	102,7	122
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,8	102,5	122
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,8	102,3	121
2101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,8	102,1	121
2102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,8	101,9	121
2103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,8	101,7	120
2104	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	141	141	57	0,8	101,5	120
2105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	4	0	137	137	57	0,9	93,9	119
2106	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	57	0,8	93,7	119
2107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	57	0,8	93,5	118
2108	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	1	1	137	137	56	0,8	93,3	116
2109	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,8	93,0	116
2110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,8	92,8	116
2111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,8	92,6	115
2112	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1064	1334	0	0	137	137	56	0,8	92,4	115
2113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,8	92,1	115
2114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,7	91,8	114
2115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,7	91,1	114
2116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,7	90,9	114
2117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,7	90,5	113
2118	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,7	90,3	113
2119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,7	90,1	113
2120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,7	89,9	112

Продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	89,7	112
2122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	89,5	111
2123	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	89,3	111
2124	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	89,1	111
2125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	88,9	110
2126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	88,7	110
2127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	88,6	110
2128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	88,4	109
2129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	88,2	109
2130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,6	88,0	109
2131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,5	87,9	109
2132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	137	137	56	0,5	87,7	108
2133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	140	40	37	37	16	0,5	107,7	106
2134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	37	37	16	0,5	107,5	106
2135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	37	37	16	0,4	107,3	106
2136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	37	37	16	0,4	107,1	105
2137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	37	37	16	0,4	106,9	105
2138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	37	37	16	0,4	106,7	105
2139	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	9	3	31	31	13	0,4	66,9	120
2140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	31	31	13	0,4	66,7	119
2141	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	31	31	13	0,4	66,4	118
2142	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	31	31	13	0,4	66,2	118
2143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	31	31	13	0,4	66,0	117
2144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	31	31	13	0,4	65,8	116
2145	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	31	31	13	0,4	65,5	116
2146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	31	31	13	0,4	65,3	115
2147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	38	10	3	3	3	0,3	58,4	110
2148	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	3	3	3	0,3	58,4	108
2149	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	3	3	3	0,3	58,4	107
2150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	3	3	3	0,3	58,4	105
2151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	3	3	3	0,3	58,4	104
2152	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	3	3	3	0,3	58,4	103
2153	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	3	3	3	0,3	58,3	102
2154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	3	3	3	0,3	58,3	101
2155	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1064	1334	0	0	3	3	3	0,3	58,3	100

Таблица 4.1.2 – Месторождение Кумколь. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИ нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	264,2	0,3	3,1	84488	91,1	0,505	23004	23004	820049	820049	98,9	24152	835899	105	32,9	7726
2025	237,8	0,3	2,9	84726	91,4	0,507	21972	21972	842021	842021	98,9	22329	858228	101	31,6	7758
2026	211,8	0,2	2,7	84937	91,6	0,508	21168	21168	863189	863189	99,0	21114	879341	99	30,1	7788
2027	188,9	0,2	2,4	85126	91,8	0,509	20025	20025	883214	883214	99,1	19787	899128	99	28,2	7816
2028	174,2	0,2	2,3	85301	92,0	0,510	19471	19471	902684	902684	99,1	19085	918213	98	26,6	7843
2029	159,4	0,2	2,2	85460	92,2	0,511	18923	18923	921608	921608	99,2	18593	936806	98	25,5	7868
2030	147,7	0,2	2,0	85608	92,3	0,512	18586	18586	940194	940194	99,2	18222	955028	98	24,5	7893
2031	144,8	0,2	2,0	85752	92,5	0,513	18450	18450	958644	958644	99,2	18028	973055	98	24,2	7917
2032	142,0	0,2	2,0	85894	92,7	0,514	18316	18316	976959	976959	99,2	17900	990956	98	23,9	7941
2033	139,2	0,2	2,0	86034	92,8	0,514	18184	18184	995143	995143	99,2	17774	1008730	98	23,6	7964
2034	136,6	0,1	2,0	86170	92,9	0,515	18054	18054	1013197	1013197	99,2	17650	1026380	98	23,3	7988
2035	134,0	0,1	2,0	86304	93,1	0,516	17927	17927	1031123	1031123	99,3	17529	1043909	98	23,0	8011
2036	131,5	0,1	2,1	86436	93,2	0,517	17802	17802	1048925	1048925	99,3	17409	1061318	98	22,8	8033
2037	129,0	0,1	2,1	86565	93,4	0,518	17678	17678	1066603	1066603	99,3	17291	1078608	98	22,5	8056
2038	126,6	0,1	2,1	86691	93,5	0,518	17557	17557	1084160	1084160	99,3	17174	1095782	98	22,2	8078
2039	124,3	0,1	2,1	86816	93,6	0,519	17437	17437	1101598	1101598	99,3	17058	1112840	98	21,9	8100
2040	122,0	0,1	2,1	86938	93,8	0,520	17319	17319	1118917	1118917	99,3	16944	1129784	98	21,7	8122
2041	119,8	0,1	2,1	87057	93,9	0,521	17207	17207	1136124	1136124	99,3	16832	1146616	98	21,4	8143
2042	117,6	0,1	2,1	87175	94,0	0,521	17097	17097	1153220	1153220	99,3	16721	1163337	98	21,2	8164
2043	115,5	0,1	2,1	87291	94,2	0,522	16987	16987	1170208	1170208	99,3	16611	1179948	98	20,9	8185
2044	113,5	0,1	2,1	87404	94,3	0,523	16880	16880	1187088	1187088	99,3	16504	1196452	98	20,7	8206
2045	111,5	0,1	2,1	87516	94,4	0,523	16775	16775	1203863	1203863	99,3	16398	1212850	98	20,5	8226
2046	109,6	0,1	2,1	87625	94,5	0,524	16670	16670	1220533	1220533	99,3	16294	1229144	98	20,2	8247
2047	107,7	0,1	2,1	87733	94,6	0,525	16568	16568	1237101	1237101	99,3	16191	1245335	98	20,0	8267
2048	105,9	0,1	2,1	87839	94,7	0,525	16467	16467	1253568	1253568	99,4	16089	1261423	98	19,8	8286
2049	104,1	0,1	2,1	87943	94,9	0,526	16367	16367	1269935	1269935	99,4	15988	1277412	98	19,6	8306
2050	102,4	0,1	2,1	88045	95,0	0,526	16269	16269	1286204	1286204	99,4	15889	1293301	97	19,4	8325
2051	100,7	0,1	2,2	88146	95,1	0,527	16172	16172	1302376	1302376	99,4	15791	1309092	97	19,1	8344
2052	99,1	0,1	2,2	88245	95,2	0,528	16076	16076	1318452	1318452	99,4	15694	1324786	97	18,9	8363
2053	97,6	0,1	2,2	88343	95,3	0,528	15981	15981	1334433	1334433	99,4	15598	1340384	97	18,7	8382
2054	96,1	0,1	2,2	88439	95,4	0,529	15888	15888	1350320	1350320	99,4	15504	1355888	97	18,5	8401
2055	94,6	0,1	2,2	88533	95,5	0,529	15795	15795	1366115	1366115	99,4	15411	1371299	97	18,3	8419
2056	93,3	0,1	2,2	88627	95,6	0,530	15704	15704	1381819	1381819	99,4	15319	1386617	97	18,2	8437
2057	91,9	0,1	2,3	88719	95,7	0,530	15614	15614	1397433	1397433	99,4	15228	1401845	97	18,0	8455
2058	90,6	0,1	2,3	88809	95,8	0,531	15524	15524	1412957	1412957	99,4	15138	1416983	97	17,8	8473
2059	89,3	0,1	2,3	88898	95,9	0,532	15436	15436	1428394	1428394	99,4	15049	1432032	97	17,6	8490
2060	87,9	0,1	2,3	88986	96,0	0,532	15350	15350	1443743	1443743	99,4	14961	1446993	97	17,4	8508
2061	86,7	0,1	2,3	89073	96,1	0,533	15264	15264	1459007	1459007	99,4	14874	1461867	97	17,2	8525
2062	85,4	0,1	2,4	89158	96,2	0,533	15179	15179	1474185	1474185	99,4	14789	1476656	97	17,1	8542
2063	84,2	0,1	2,4	89243	96,3	0,534	15095	15095	1489280	1489280	99,4	14704	1491360	97	16,9	8559
2064	81,2	0,1	2,3	89324	96,4	0,534	14918	14918	1504199	1504199	99,5	14621	1505981	98	16,6	8576
2065	80,0	0,1	2,4	89404	96,4	0,535	14836	14836	1519035	1519035	99,5	14537	1520518	98	16,4	8592

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2066	78,9	0,1	2,4	89483	96,5	0,535	14754	14754	1533789	1533789	99,5	14455	1534973	98	16,2	8608
2067	77,8	0,1	2,4	89560	96,6	0,536	14673	14673	1548462	1548462	99,5	14373	1549346	98	16,1	8624
2068	76,7	0,1	2,4	89637	96,7	0,536	14593	14593	1563055	1563055	99,5	14292	1563639	98	15,9	8640
2069	75,6	0,1	2,5	89713	96,8	0,536	14514	14514	1577569	1577569	99,5	14213	1577851	98	15,8	8656
2070	74,6	0,1	2,5	89787	96,9	0,537	14436	14436	1592006	1592006	99,5	14134	1591985	98	15,6	8672
2071	73,6	0,1	2,5	89861	96,9	0,537	14359	14359	1606365	1606365	99,5	14056	1606042	98	15,5	8687
2072	72,6	0,1	2,6	89934	97,0	0,538	14283	14283	1620649	1620649	99,5	13979	1620021	98	15,3	8702
2073	71,6	0,1	2,6	90005	97,1	0,538	14208	14208	1634857	1634857	99,5	13903	1633925	98	15,2	8718
2074	70,7	0,1	2,6	90076	97,2	0,539	14134	14134	1648990	1648990	99,5	13828	1647753	98	15,0	8733
2075	69,7	0,1	2,7	90146	97,2	0,539	14060	14060	1663051	1663051	99,5	13754	1661507	98	14,9	8747
2076	68,8	0,1	2,7	90214	97,3	0,539	13988	13988	1677038	1677038	99,5	13681	1675188	98	14,7	8762
2077	67,9	0,1	2,7	90282	97,4	0,540	13916	13916	1690954	1690954	99,5	13608	1688796	98	14,6	8777
2078	67,0	0,1	2,8	90349	97,5	0,540	13845	13845	1704799	1704799	99,5	13537	1702333	98	14,4	8791
2079	66,1	0,1	2,8	90415	97,5	0,541	13775	13775	1718574	1718574	99,5	13466	1715799	98	14,3	8806
2080	65,3	0,1	2,8	90481	97,6	0,541	13705	13705	1732279	1732279	99,5	13396	1729195	98	14,2	8820
2081	64,4	0,1	2,9	90545	97,7	0,541	13637	13637	1745916	1745916	99,5	13327	1742522	98	14,0	8834
2082	63,6	0,1	2,9	90609	97,7	0,542	13569	13569	1759485	1759485	99,5	13258	1755781	98	13,9	8848
2083	62,8	0,1	3,0	90671	97,8	0,542	13502	13502	1772988	1772988	99,5	13191	1768971	98	13,8	8861
2084	61,9	0,1	3,0	90733	97,9	0,543	13436	13436	1786424	1786424	99,5	13124	1782095	98	13,7	8875
2085	61,1	0,1	3,1	90794	97,9	0,543	13371	13371	1799794	1799794	99,5	13058	1795153	98	13,5	8889
2086	60,3	0,1	3,2	90855	98,0	0,543	13306	13306	1813100	1813100	99,5	12993	1808146	98	13,4	8902
2087	47,6	0,1	2,6	90902	98,1	0,544	10337	10337	1823437	1823437	99,5	10019	1818165	97	13,0	8915
2088	47,0	0,1	2,6	90949	98,1	0,544	10317	10317	1833754	1833754	99,5	9999	1828164	97	12,9	8928
2089	46,5	0,1	2,6	90996	98,2	0,544	10297	10297	1844051	1844051	99,5	9979	1838142	97	12,8	8941
2090	44,1	0,0	2,6	91040	98,2	0,544	5303	5303	1849354	1849354	99,2	4499	1842641	85	12,6	8953
2091	43,7	0,0	2,6	91084	98,2	0,545	5294	5294	1854648	1854648	99,2	4490	1847131	85	12,5	8966
2092	43,3	0,0	2,7	91127	98,3	0,545	5284	5284	1859932	1859932	99,2	4481	1851612	85	12,4	8978
2093	42,9	0,0	2,7	91170	98,3	0,545	5275	5275	1865206	1865206	99,2	4472	1856083	85	12,3	8991
2094	42,5	0,0	2,8	91212	98,4	0,545	5265	5265	1870472	1870472	99,2	4463	1860546	85	12,2	9003
2095	41,5	0,0	2,8	91254	98,4	0,546	5230	5230	1875702	1875702	99,2	4428	1864974	84	12,0	9015
2096	41,1	0,0	2,8	91295	98,5	0,546	5221	5221	1880923	1880923	99,2	4419	1869394	84	11,9	9027
2097	40,7	0,0	2,9	91336	98,5	0,546	5212	5212	1886135	1886135	99,2	4411	1873804	84	11,8	9038
2098	40,3	0,0	2,9	91376	98,6	0,546	5203	5203	1891337	1891337	99,2	4402	1878206	84	11,7	9050
2099	40,0	0,0	3,0	91416	98,6	0,547	5193	5193	1896531	1896531	99,2	4393	1882599	84	11,6	9062
2100	39,6	0,0	3,1	91455	98,7	0,547	5184	5184	1901715	1901715	99,2	4384	1886984	84	11,5	9073
2101	39,3	0,0	3,1	91495	98,7	0,547	5175	5175	1906890	1906890	99,2	4376	1891360	84	11,4	9084
2102	38,9	0,0	3,2	91534	98,7	0,547	5166	5166	1912056	1912056	99,2	4367	1895727	84	11,3	9096
2103	38,6	0,0	3,3	91572	98,8	0,548	5157	5157	1917213	1917213	99,3	4359	1900086	84	11,2	9107
2104	38,2	0,0	3,4	91610	98,8	0,548	5148	5148	1922361	1922361	99,3	4350	1904436	84	11,1	9118
2105	37,4	0,0	3,4	91648	98,9	0,548	4957	4957	1927318	1927318	99,2	4342	1908778	87	10,9	9129
2106	37,1	0,0	3,5	91685	98,9	0,548	4948	4948	1932266	1932266	99,2	4333	1913111	87	10,8	9140
2107	36,8	0,0	3,6	91722	98,9	0,548	4939	4939	1937205	1937205	99,3	4325	1917436	87	10,7	9150
2108	36,5	0,0	3,7	91758	99,0	0,549	4930	4930	1942135	1942135	99,3	4317	1921752	87	10,7	9161
2109	36,1	0,0	3,8	91794	99,0	0,549	4921	4921	1947057	1947057	99,3	4308	1926061	87	10,6	9172
2110	35,8	0,0	3,9	91830	99,1	0,549	4913	4913	1951969	1951969	99,3	4300	1930360	87	10,5	9182

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2111	35,5	0,0	4,1	91866	99,1	0,549	4904	4904	1956873	1956873	99,3	4292	1934652	87	10,4	9193
2112	35,2	0,0	4,2	91901	99,1	0,550	4895	4895	1961769	1961769	99,3	4283	1938936	87	10,3	9203
2113	34,9	0,0	4,3	91936	99,2	0,550	4887	4887	1966655	1966655	99,3	4275	1943211	87	10,2	9213
2114	34,6	0,0	4,5	91970	99,2	0,550	4878	4878	1971533	1971533	99,3	4267	1947478	87	10,1	9223
2115	34,3	0,0	4,7	92004	99,2	0,550	4869	4869	1976402	1976402	99,3	4259	1951737	87	10,1	9233
2116	34,0	0,0	4,8	92038	99,3	0,550	4861	4861	1981263	1981263	99,3	4251	1955987	87	10,0	9243
2117	33,7	0,0	5,0	92072	99,3	0,551	4852	4852	1986115	1986115	99,3	4243	1960230	87	9,9	9253
2118	33,4	0,0	5,3	92105	99,4	0,551	4844	4844	1990959	1990959	99,3	4235	1964465	87	9,8	9263
2119	33,1	0,0	5,5	92139	99,4	0,551	4835	4835	1995794	1995794	99,3	4227	1968692	87	9,7	9273
2120	32,8	0,0	5,8	92171	99,4	0,551	4827	4827	2000621	2000621	99,3	4219	1972910	87	9,7	9282
2121	32,5	0,0	6,1	92204	99,5	0,551	4818	4818	2005439	2005439	99,3	4211	1977121	87	9,6	9292
2122	32,3	0,0	6,4	92236	99,5	0,552	4810	4810	2010249	2010249	99,3	4203	1981324	87	9,5	9301
2123	32,0	0,0	6,8	92268	99,5	0,552	4801	4801	2015050	2015050	99,3	4195	1985519	87	9,4	9311
2124	31,7	0,0	7,2	92300	99,6	0,552	4793	4793	2019843	2019843	99,3	4187	1989706	87	9,3	9320
2125	31,5	0,0	7,7	92331	99,6	0,552	4785	4785	2024628	2024628	99,3	4179	1993885	87	9,3	9329
2126	31,0	0,0	8,3	92362	99,6	0,552	4777	4777	2029405	2029405	99,4	4171	1998057	87	9,1	9339
2127	30,6	0,0	8,9	92393	99,7	0,552	4768	4768	2034173	2034173	99,4	4164	2002221	87	9,0	9348
2128	30,2	0,0	9,6	92423	99,7	0,553	4760	4760	2038933	2038933	99,4	4156	2006376	87	8,8	9356
2129	29,7	0,0	10,5	92453	99,7	0,553	4752	4752	2043685	2043685	99,4	4148	2010525	87	8,7	9365
2130	29,2	0,0	11,6	92482	99,8	0,553	4744	4744	2048429	2048429	99,4	4140	2014665	87	8,5	9374
2131	28,8	0,0	12,9	92511	99,8	0,553	4736	4736	2053164	2053164	99,4	4133	2018797	87	8,4	9382
2132	28,4	0,0	14,5	92539	99,8	0,553	4728	4728	2057892	2057892	99,4	4125	2022922	87	8,3	9390
2133	15,3	0,0	9,2	92555	99,8	0,553	1917	1917	2059809	2059809	99,2	1926	2024848	100	3,1	9393
2134	15,0	0,0	9,9	92570	99,9	0,554	1912	1912	2061721	2061721	99,2	1920	2026768	100	3,1	9396
2135	14,7	0,0	10,8	92584	99,9	0,554	1907	1907	2063627	2063627	99,2	1915	2028683	100	3,0	9399
2136	14,5	0,0	11,9	92599	99,9	0,554	1901	1901	2065529	2065529	99,2	1909	2030592	100	2,9	9402
2137	14,2	0,0	13,3	92613	99,9	0,554	1896	1896	2067425	2067425	99,2	1904	2032496	100	2,9	9405
2138	14,0	0,0	15,1	92627	99,9	0,554	1891	1891	2069316	2069316	99,3	1899	2034395	100	2,8	9408
2139	7,4	0,0	9,3	92634	99,9	0,554	758	758	2070074	2070074	99,0	762	2035158	100	0,9	9409
2140	7,3	0,0	10,2	92642	99,9	0,554	754	754	2070828	2070828	99,0	758	2035916	100	0,9	9410
2141	7,2	0,0	11,2	92649	99,9	0,554	750	750	2071578	2071578	99,0	754	2036670	100	0,8	9411
2142	7,1	0,0	12,5	92656	99,9	0,554	746	746	2072325	2072325	99,0	750	2037420	100	0,8	9411
2143	7,1	0,01	14,15	92663	100,0	0,554	742	742	2073067	2073067	99,0	746	2038167	100	0,8	9412
2144	7,0	0,01	16,30	92670	100,0	0,554	739	739	2073806	2073806	99,1	742	2038909	100	0,8	9413
2145	6,9	0,01	19,27	92677	100,0	0,554	735	735	2074541	2074541	99,1	739	2039648	100	0,8	9414
2146	6,8	0,01	23,62	92684	100,0	0,554	731	731	2075272	2075272	99,1	735	2040382	100	0,8	9415
2147	2,6	0,00	11,62	92686	100,0	0,554	100	100	2075371	2075371	97,4	101	2040484	101	0,3	9415
2148	2,5	0,00	13,00	92689	100,0	0,554	100	100	2075471	2075471	97,5	101	2040585	101	0,3	9415
2149	2,5	0,00	14,77	92692	100,0	0,554	100	100	2075571	2075571	97,5	101	2040686	101	0,3	9416
2150	2,5	0,00	17,13	92694	100,0	0,554	100	100	2075671	2075671	97,5	101	2040788	101	0,3	9416
2151	2,5	0,00	20,4	92696	100,0	0,554	100	100	2075771	2075771	97,5	101	2040889	101	0,3	9416
2152	2,4	0,00	25,4	92699	100,0	0,554	100	100	2075871	2075871	97,6	101	2040990	101	0,3	9417
2153	2,4	0,00	33,6	92701	100,0	0,554	100	100	2075971	2075971	97,6	101	2041092	101	0,3	9417
2154	2,4	0,00	50,2	92704	100,0	0,554	100	100	2076071	2076071	97,6	101	2041193	101	0,3	9417
2155	2,4	0,00	100,0	92706	100,0	0,554	100	100	2076171	2076171	97,6	101	2041294	101	0,3	9418

Таблица 4.1.3 – Месторождение Кумколь. Объект I. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод доб. скв. на другой объект	Перевод доб. скв. с других объектов	Ввод из бездействия и других категорий	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагн. скв. на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, $м^3$/сут
	Всего	Добывающих нефтяных	Нагнетательных							Всего	нагнет.	Всего	Мех.	Всего	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	0	1	4	1	388	505	10	4	151	151	122	2,3	367	589
2025	0	0	0	2	2	1	3	388	505	7	3	146	146	121	2,3	369	557
2026	0	0	0	0	2	0	1	388	505	5	3	142	142	118	2,2	368	548
2027	0	0	0	0	1	0	0	388	505	2	2	141	141	116	2,0	368	515
2028	0	0	0	0	1	0	0	388	505	1	1	140	140	115	2,0	370	495
2029	0	0	0	0	0	1	1	388	505	3	2	140	140	113	1,8	365	491
2030	0	0	0	0	1	0	1	388	505	3	1	137	137	112	1,7	367	489
2031	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	135	135	111	1,7	365	488
2032	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	133	133	110	1,6	353	487
2033	0	0	0	1	0	0	0	388	505	3	1	130	130	109	1,6	357	485
2034	0	0	0	0	0	0	1	388	505	5	2	127	127	107	1,5	358	483
2035	0	0	0	0	0	0	0	388	505	4	1	124	124	106	1,5	362	482
2036	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	122	122	105	1,5	360	481
2037	0	0	0	0	0	0	0	388	505	4	2	120	120	102	1,4	358	476
2038	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	118	118	101	1,4	356	474
2039	0	0	0	0	0	0	0	388	505	5	2	115	115	99	1,3	357	478
2040	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	113	113	98	1,3	355	476
2041	0	0	0	0	0	0	1	388	505	3	1	111	111	97	1,3	353	474
2042	0	0	0	0	0	0	1	388	505	3	1	110	110	96	1,2	347	472
2043	0	0	0	1	0	0	0	388	505	4	1	106	106	96	1,2	343	469
2044	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	104	104	95	1,2	341	468
2045	0	0	0	0	0	0	1	388	505	6	2	101	101	93	1,2	342	474
2046	0	0	0	0	0	0	1	388	505	3	1	99	99	92	1,1	338	472
2047	0	0	0	0	0	0	1	388	505	4	1	97	97	91	1,1	333	472
2048	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	2	96	96	89	1,1	332	469
2049	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	0	93	93	89	1,1	332	466
2050	0	0	0	0	0	0	1	388	505	2	0	91	91	89	1,1	330	464
2051	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	1	91	91	88	1,1	328	463
2052	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	2	90	90	86	1,1	329	463
2053	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	1	90	90	85	1,0	327	461
2054	0	0	0	1	0	0	1	388	505	1	1	89	89	85	1,0	322	458
2055	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	1	89	89	84	1,0	320	456
2056	0	0	0	0	0	0	0	388	505	4	2	87	87	82	1,0	320	455
2057	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	86	86	82	1,0	318	452
2058	0	0	0	0	0	0	0	388	505	2	1	85	85	81	1,0	316	450
2059	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	84	84	81	0,9	315	448
2060	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	83	83	81	0,9	313	446
2061	0	0	0	0	0	0	0	388	505	4	1	80	80	80	0,9	311	444
2062	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	79	79	80	0,9	309	441
2063	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	78	78	80	0,9	308	439
2064	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	77	77	80	0,9	306	436
2065	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	75	75	79	0,9	306	431

Продолжение таблицы 4.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2066	0	0	0	0	0	0	0	388	505	0	0	75	75	79	0,8	305	429
2067	0	0	0	0	0	0	0	388	505	0	0	75	75	79	0,8	303	427
2068	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	74	74	79	0,8	302	425
2069	0	0	0	0	0	0	0	388	505	0	0	74	74	79	0,8	300	422
2070	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	72	72	78	0,8	302	430
2071	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	71	71	78	0,7	301	428
2072	0	0	0	0	0	0	0	388	505	5	2	68	68	76	0,8	296	425
2073	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	66	66	75	0,8	299	424
2074	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	64	64	74	0,8	299	418
2075	0	0	0	0	0	0	0	388	505	0	0	64	64	74	0,7	298	416
2076	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	63	63	74	0,7	296	414
2077	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	61	61	73	0,7	294	411
2078	0	0	0	0	0	0	0	388	505	0	0	61	61	73	0,7	293	409
2079	0	0	0	0	0	0	0	388	505	4	0	57	57	73	0,7	294	407
2080	0	0	0	0	0	0	0	388	505	4	1	54	54	72	0,6	300	404
2081	0	0	0	0	0	0	0	388	505	3	1	52	52	71	0,6	303	402
2082	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	51	51	71	0,6	301	401
2083	0	0	0	0	0	0	0	388	505	0	0	51	51	71	0,6	300	399
2084	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	50	50	71	0,6	299	397
2085	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	49	49	71	0,5	298	395
2086	0	0	0	0	0	0	0	388	505	1	0	48	48	71	0,5	297	393
2087	0	0	0	0	0	0	0	388	505	84	55	19	19	16	0,5	472	629
2088	0	0	0	0	0	0	0	388	505	0	0	19	19	16	0,5	471	627
2089	0	0	0	0	0	0	0	388	505	0	0	19	19	16	0,5	470	626

Таблица 4.1.4 – Месторождение Кумколь. Объект I. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИ нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Ком-пен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	107,0	0,3	4,8	31030	93,6	0,545	14586	14586	446522	446522	99,3	16270	446284	111	1,42	334,0
2025	100,0	0,3	4,7	31130	93,9	0,547	14209	14209	460732	460732	99,3	15117	461401	106	1,31	335,3
2026	89,4	0,3	4,4	31219	94,1	0,549	13806	13806	474538	474538	99,4	14338	475739	104	1,24	336,5
2027	80,1	0,2	4,1	31299	94,4	0,550	13123	13123	487661	487661	99,4	13487	489226	103	1,18	337,7
2028	72,5	0,2	3,9	31372	94,6	0,551	12828	12828	500490	500490	99,4	13254	502480	103	1,13	338,8
2029	64,8	0,2	3,6	31436	94,8	0,552	12601	12601	513091	513091	99,5	13028	515508	103	1,08	339,9
2030	57,9	0,2	3,4	31494	95,0	0,553	12485	12485	525576	525576	99,5	12911	528419	103	1,03	340,9
2031	56,2	0,2	3,4	31550	95,1	0,554	12371	12371	537947	537947	99,5	12933	541352	104	1,00	341,9
2032	54,6	0,2	3,4	31605	95,3	0,555	12258	12258	550205	550205	99,6	12818	554171	104	0,98	342,9
2033	53,0	0,2	3,4	31658	95,5	0,556	12147	12147	562351	562351	99,6	12706	566876	104	0,95	343,9
2034	51,5	0,2	3,4	31709	95,6	0,557	12037	12037	574389	574389	99,6	12595	579471	105	0,93	344,8
2035	50,0	0,2	3,4	31759	95,8	0,558	11929	11929	586317	586317	99,6	12485	591956	105	0,91	345,7
2036	48,6	0,1	3,5	31808	95,9	0,559	11822	11822	598139	598139	99,6	12377	604332	105	0,88	346,6
2037	47,2	0,1	3,5	31855	96,1	0,560	11717	11717	609856	609856	99,6	12270	616602	105	0,86	347,4
2038	45,8	0,1	3,5	31901	96,2	0,561	11613	11613	621469	621469	99,6	12165	628767	105	0,84	348,3
2039	44,6	0,1	3,5	31946	96,3	0,561	11511	11511	632980	632980	99,6	12061	640828	105	0,82	349,1
2040	43,3	0,1	3,6	31989	96,5	0,562	11410	11410	644389	644389	99,6	11958	652786	105	0,80	349,9
2041	42,1	0,1	3,6	32031	96,6	0,563	11310	11310	655699	655699	99,6	11857	664643	105	0,78	350,7
2042	40,9	0,1	3,6	32072	96,7	0,564	11212	11212	666911	666911	99,6	11757	676400	105	0,76	351,4
2043	39,8	0,1	3,7	32112	96,8	0,564	11115	11115	678025	678025	99,6	11659	688060	105	0,74	352,2
2044	38,7	0,1	3,7	32150	97,0	0,565	11019	11019	689044	689044	99,6	11562	699622	105	0,72	352,9
2045	37,6	0,1	3,7	32188	97,1	0,566	10925	10925	699969	699969	99,7	11466	711088	105	0,71	353,6
2046	36,6	0,1	3,8	32225	97,2	0,566	10831	10831	710800	710800	99,7	11372	722460	105	0,69	354,3
2047	35,6	0,1	3,8	32260	97,3	0,567	10740	10740	721540	721540	99,7	11279	733738	105	0,67	355,0
2048	34,7	0,1	3,9	32295	97,4	0,567	10649	10649	732189	732189	99,7	11187	744925	105	0,66	355,6
2049	33,7	0,1	3,9	32329	97,5	0,568	10560	10560	742749	742749	99,7	11096	756021	105	0,64	356,3
2050	32,8	0,1	4,0	32362	97,6	0,569	10471	10471	753220	753220	99,7	11006	767028	105	0,63	356,9
2051	31,9	0,1	4,0	32393	97,7	0,569	10384	10384	763604	763604	99,7	10918	777946	105	0,61	357,5
2052	31,1	0,1	4,1	32425	97,8	0,570	10299	10299	773903	773903	99,7	10831	788777	105	0,60	358,1
2053	30,4	0,1	4,1	32455	97,9	0,570	10214	10214	784117	784117	99,7	10745	799522	105	0,58	358,7
2054	29,7	0,1	4,2	32485	98,0	0,571	10130	10130	794247	794247	99,7	10660	810182	105	0,57	359,2
2055	29,0	0,1	4,3	32514	98,1	0,571	10048	10048	804295	804295	99,7	10577	820759	105	0,56	359,8
2056	28,4	0,1	4,4	32542	98,1	0,572	9966	9966	814261	814261	99,7	10494	831253	105	0,55	360,4
2057	27,7	0,1	4,5	32570	98,2	0,572	9886	9886	824148	824148	99,7	10412	841665	105	0,54	360,9
2058	27,1	0,1	4,6	32597	98,3	0,573	9807	9807	833955	833955	99,7	10332	851997	105	0,53	361,4
2059	26,5	0,1	4,7	32623	98,4	0,573	9729	9729	843683	843683	99,7	10253	862250	105	0,52	362,0
2060	25,9	0,1	4,8	32649	98,5	0,574	9652	9652	853335	853335	99,7	10174	872424	105	0,51	362,5
2061	25,3	0,1	5,0	32675	98,5	0,574	9576	9576	862911	862911	99,7	10097	882521	105	0,50	363,0
2062	24,7	0,1	5,1	32699	98,6	0,575	9501	9501	872411	872411	99,7	10021	892542	105	0,49	363,4
2063	24,2	0,1	5,3	32723	98,7	0,575	9426	9426	881838	881838	99,7	9945	902487	105	0,48	363,9
2064	23,6	0,1	5,4	32747	98,8	0,575	9353	9353	891191	891191	99,7	9871	912359	105	0,47	364,4
2065	23,1	0,1	5,6	32770	98,8	0,576	9281	9281	900472	900472	99,8	9798	922156	105	0,46	364,9

Продолжение таблицы 4.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2066	22,5	0,1	5,8	32793	98,9	0,576	9210	9210	909682	909682	99,8	9725	931882	106	0,45	365,3
2067	22,0	0,1	6,0	32815	99,0	0,577	9140	9140	918822	918822	99,8	9654	941535	106	0,44	365,8
2068	21,5	0,1	6,3	32836	99,0	0,577	9070	9070	927892	927892	99,8	9583	951119	106	0,43	366,2
2069	21,1	0,1	6,5	32857	99,1	0,577	9002	9002	936894	936894	99,8	9514	960632	106	0,43	366,6
2070	20,6	0,1	6,8	32878	99,2	0,578	8934	8934	945828	945828	99,8	9445	970077	106	0,42	367,0
2071	20,1	0,1	7,2	32898	99,2	0,578	8867	8867	954695	954695	99,8	9377	979454	106	0,41	367,4
2072	19,7	0,1	7,6	32918	99,3	0,578	8802	8802	963497	963497	99,8	9310	988764	106	0,40	367,8
2073	19,3	0,1	8,0	32937	99,3	0,579	8737	8737	972233	972233	99,8	9244	998008	106	0,39	368,2
2074	18,9	0,1	8,5	32956	99,4	0,579	8673	8673	980906	980906	99,8	9179	1007187	106	0,38	368,6
2075	18,4	0,1	9,1	32974	99,4	0,579	8609	8609	989515	989515	99,8	9114	1016301	106	0,38	369,0
2076	18,0	0,1	9,8	32992	99,5	0,580	8547	8547	998062	998062	99,8	9051	1025351	106	0,37	369,4
2077	17,7	0,1	10,6	33010	99,6	0,580	8485	8485	1006547	1006547	99,8	8988	1034339	106	0,36	369,7
2078	17,3	0,1	11,6	33027	99,6	0,580	8424	8424	1014971	1014971	99,8	8926	1043265	106	0,36	370,1
2079	16,9	0,1	12,8	33044	99,7	0,581	8364	8364	1023335	1023335	99,8	8865	1052130	106	0,35	370,4
2080	16,6	0,0	14,4	33061	99,7	0,581	8305	8305	1031640	1031640	99,8	8804	1060934	106	0,34	370,8
2081	16,2	0,0	16,5	33077	99,8	0,581	8246	8246	1039886	1039886	99,8	8744	1069678	106	0,34	371,1
2082	15,9	0,0	19,3	33093	99,8	0,581	8188	8188	1048074	1048074	99,8	8685	1078363	106	0,33	371,4
2083	15,5	0,0	23,5	33108	99,8	0,582	8131	8131	1056205	1056205	99,8	8627	1086991	106	0,32	371,8
2084	15,2	0,0	30,0	33124	99,9	0,582	8075	8075	1064280	1064280	99,8	8570	1095561	106	0,32	372,1
2085	14,8	0,0	41,8	33138	99,9	0,582	8019	8019	1072299	1072299	99,8	8513	1104074	106	0,31	372,4
2086	14,5	0,0	70,1	33153	100,0	0,583	7964	7964	1080263	1080263	99,8	8457	1112531	106	0,30	372,7
2087	2,1	0,0	34,7	33155	100,0	0,583	5005	5005	1085268	1085268	100,0	5493	1118023	110	0,02	372,7
2088	2,1	0,0	51,0	33157	100,0	0,583	4995	4995	1090262	1090262	100,0	5482	1123505	110	0,02	372,7
2089	2,0	0,0	100,0	33159	100,0	0,583	4985	4985	1095247	1095247	100,0	5471	1128975	110	0,02	372,8

Таблица 4.1.5 – Месторождение Кумколь. Объект II. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Год/д	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод доб. скв. на другой объект	Перевод доб. скв. с других объектов	Перевод скв. с других категор. под добычу	Ввод из бездействия	Фонд скв. с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, м^3/сут
	всего	добывающих нефтяных	Нагнетательных								всего	нагнет.	всего	мех.	всего	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2024	0	0	0	7	5	7	4	1	516	662	6	4	174	174	81	3,5	155	268
2025	0	0	0	4	0	3	0	1	516	662	5	3	172	172	82	2,8	133	231
2026	0	0	0	0	0	3	0	2	516	662	3	2	174	174	80	2,5	124	212
2027	0	0	0	0	0	2	0	2	516	662	4	3	175	175	77	2,3	119	208
2028	0	0	0	1	1	1	0	1	516	662	2	2	174	174	76	2,1	116	195
2029	0	0	0	0	1	0	0	0	516	662	0	0	173	173	76	2,0	113	190
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	173	173	76	1,9	110	185
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	2	0	171	171	76	1,9	110	181
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	3	0	168	168	76	1,9	108	180
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	2	1	167	167	75	1,8	107	179
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	166	166	75	1,8	107	178
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	2	2	166	166	73	1,8	106	178
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	166	166	73	1,8	105	177
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	166	166	73	1,7	105	177
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	166	166	73	1,7	104	176
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	4	2	165	165	71	1,7	106	174
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	164	164	71	1,7	105	173
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	2	0	162	162	71	1,8	105	173
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	162	162	71	1,7	104	172
2043	0	0	0	1	0	0	0	0	516	662	2	1	160	160	70	1,7	104	171
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	6	1	155	155	69	1,7	103	171
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	155	155	69	1,7	102	170
2046	0	0	0	0	0	0	0	1	516	662	2	1	154	154	68	1,7	102	169
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	5	2	151	151	66	1,7	102	168
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	150	150	66	1,7	101	167
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	149	149	66	1,6	101	166
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	2	1	149	149	65	1,7	100	165
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	2	1	148	148	64	1,7	100	164
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	2	0	146	146	64	1,7	99	164
2053	0	0	0	0	0	0	0	1	516	662	2	1	145	145	63	1,6	99	163
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	145	145	63	1,6	98	162
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	145	145	63	1,6	97	161
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	144	144	63	1,6	100	161
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	144	144	62	1,6	100	160
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	144	144	61	1,5	100	159
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	143	143	61	1,6	99	159
2060	0	0	0	0	0	0	0	1	516	662	1	0	143	143	61	1,5	99	158
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	143	143	60	1,5	98	157
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	143	143	59	1,5	98	156
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	142	142	59	1,5	98	156
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	142	142	58	1,5	97	154
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	142	142	58	1,4	97	154

Продолжение таблицы 4.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	142	142	57	1,4	96	153
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	141	141	57	1,4	96	152
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	141	141	57	1,4	96	152
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	141	141	56	1,4	95	151
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	140	140	56	1,3	94	150
2071	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	139	139	56	1,4	94	149
2072	0	0	0	0	0	0	0	1	516	662	0	0	139	139	56	1,3	94	149
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	2	1	138	138	55	1,3	93	147
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	137	137	55	1,3	93	146
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	137	137	54	1,3	92	145
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	136	136	54	1,3	92	145
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	135	135	54	1,3	91	144
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	134	134	54	1,2	91	143
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	133	133	54	1,2	90	143
2080	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	132	132	54	1,2	90	142
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	132	132	53	1,2	89	141
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	131	131	53	1,2	88	140
2083	0	0	0	0	0	0	0	1	516	662	1	0	130	130	53	1,2	88	140
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	130	130	53	1,2	88	139
2085	0	0	0	0	0	0	0	1	516	662	1	0	129	129	53	1,1	87	139
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	129	129	53	1,1	87	138
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	129	129	52	1,1	86	137
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	1	129	129	51	1,1	86	136
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	129	129	51	1,1	86	135
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	129	129	51	1,1	85	135
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	129	129	51	1,1	85	134
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	129	129	51	1,0	85	133
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	129	129	51	1,0	84	133
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	1	0	128	128	51	1,0	84	132
2095	0	0	0	0	0	0	0	1	516	662	1	1	128	128	50	1,0	84	131
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	1,0	83	131
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	1,0	83	130
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	1,0	83	129
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,9	82	129
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,9	82	128
2101	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,9	82	128
2102	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,9	81	127
2103	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,9	81	127
2104	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,9	81	126
2105	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,9	80	126
2106	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,9	80	125
2107	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,8	80	125
2108	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,8	79	124
2109	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,8	79	124
2110	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,8	79	123
2111	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,8	78	123
2112	0	0	0	0	0	0	0	1	516	662	0	0	128	128	50	0,8	78	122
2113	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,8	78	122
2114	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,8	78	121
2115	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,8	77	121
2116	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,7	77	120
2117	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,7	77	120
2118	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,7	76	119
2119	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,7	76	119
2120	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,7	76	118

Продолжение таблицы 4.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2121	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,7	76	118
2122	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,7	75	117
2123	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,6	75	117
2124	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,6	75	117
2125	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,6	74	116
2126	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,6	74	116
2127	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,6	74	115
2128	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,6	74	115
2129	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,6	73	114
2130	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,6	73	114
2131	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,5	73	113
2132	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	128	128	50	0,5	73	113
2133	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	140	40	28	28	10	0,6	78	129
2134	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,6	78	128
2135	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,6	77	127
2136	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,6	77	126
2137	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	76	126
2138	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	76	125
2139	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	75	124
2140	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	75	123
2141	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	74	123
2142	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	74	122
2143	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	74	121
2144	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	73	120
2145	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	73	120
2146	0	0	0	0	0	0	0	0	516	662	0	0	28	28	10	0,5	72	119

Таблица 4.1.6 - Месторождение Кумколь. Объект II. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИ нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компенсация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	124,4	0,3	2,7	38360	89,6	0,504	6108	6108	256953	256953	98,0	5251	252640	85	24,2	5268
2025	105,9	0,2	2,4	38465	89,9	0,505	5556	5556	262508	262508	98,1	4764	257404	85	22,8	5291
2026	93,8	0,2	2,2	38559	90,1	0,507	5259	5259	267767	267767	98,2	4504	261908	85	22,2	5313
2027	83,3	0,2	2,0	38643	90,3	0,508	4932	4932	272700	272700	98,3	4259	266166	86	21,2	5334
2028	77,3	0,2	1,9	38720	90,5	0,509	4724	4724	277423	277423	98,4	3994	270161	84	20,1	5355
2029	71,6	0,2	1,8	38792	90,6	0,510	4530	4530	281954	281954	98,4	3839	274000	84	19,3	5374
2030	67,4	0,2	1,7	38859	90,8	0,511	4332	4332	286286	286286	98,4	3682	277682	84	18,6	5392
2031	66,6	0,2	1,7	38925	90,9	0,511	4323	4323	290609	290609	98,5	3673	281355	84	18,4	5411
2032	65,7	0,2	1,7	38991	91,1	0,512	4314	4314	294923	294923	98,5	3664	285018	84	18,2	5429
2033	64,9	0,2	1,7	39056	91,3	0,513	4305	4305	299227	299227	98,5	3655	288673	84	18,0	5447
2034	64,1	0,1	1,7	39120	91,4	0,514	4296	4296	303523	303523	98,5	3646	292319	84	17,8	5465
2035	63,3	0,1	1,7	39183	91,5	0,515	4286	4286	307809	307809	98,5	3637	295956	84	17,6	5482
2036	62,5	0,1	1,7	39246	91,7	0,516	4277	4277	312087	312087	98,5	3628	299585	84	17,4	5500
2037	61,7	0,1	1,7	39308	91,8	0,516	4268	4268	316355	316355	98,6	3620	303205	84	17,2	5517
2038	60,9	0,1	1,7	39369	92,0	0,517	4259	4259	320614	320614	98,6	3611	306816	84	17,0	5534
2039	60,2	0,1	1,8	39429	92,1	0,518	4250	4250	324865	324865	98,6	3602	310418	84	16,8	5551
2040	59,4	0,1	1,8	39488	92,3	0,519	4241	4241	329106	329106	98,6	3594	314011	84	16,7	5568
2041	58,7	0,1	1,8	39547	92,4	0,520	4233	4233	333339	333339	98,6	3585	317597	84	16,5	5584
2042	57,9	0,1	1,8	39605	92,5	0,520	4224	4224	337562	337562	98,6	3577	321173	84	16,3	5600
2043	57,2	0,1	1,8	39662	92,7	0,521	4215	4215	341777	341777	98,6	3568	324741	84	16,1	5616
2044	56,5	0,1	1,8	39718	92,8	0,522	4206	4206	345983	345983	98,7	3559	328301	84	15,9	5632
2045	55,8	0,1	1,8	39774	92,9	0,523	4197	4197	350180	350180	98,7	3551	331852	84	15,8	5648
2046	55,1	0,1	1,8	39829	93,1	0,523	4188	4188	354369	354369	98,7	3543	335394	84	15,6	5664
2047	54,4	0,1	1,8	39884	93,2	0,524	4180	4180	358548	358548	98,7	3534	338928	84	15,4	5679
2048	53,7	0,1	1,8	39937	93,3	0,525	4171	4171	362719	362719	98,7	3526	342454	84	15,3	5694
2049	53,1	0,1	1,9	39991	93,4	0,525	4162	4162	366882	366882	98,7	3518	345972	84	15,1	5709
2050	52,4	0,1	1,9	40043	93,6	0,526	4154	4154	371036	371036	98,7	3509	349481	84	14,9	5724
2051	51,8	0,1	1,9	40095	93,7	0,527	4145	4145	375181	375181	98,8	3501	352982	84	14,8	5739
2052	51,1	0,1	1,9	40146	93,8	0,527	4137	4137	379318	379318	98,8	3493	356475	84	14,6	5754
2053	50,5	0,1	1,9	40196	93,9	0,528	4128	4128	383446	383446	98,8	3485	359960	84	14,4	5768
2054	49,9	0,1	1,9	40246	94,0	0,529	4120	4120	387565	387565	98,8	3477	363437	84	14,3	5782
2055	49,3	0,1	1,9	40295	94,1	0,529	4111	4111	391676	391676	98,8	3468	366905	84	14,1	5797
2056	48,6	0,1	1,9	40344	94,3	0,530	4103	4103	395779	395779	98,8	3460	370365	84	14,0	5811
2057	48,0	0,1	2,0	40392	94,4	0,531	4094	4094	399874	399874	98,8	3452	373818	84	13,8	5824
2058	47,4	0,1	2,0	40440	94,5	0,531	4086	4086	403959	403959	98,8	3444	377262	84	13,7	5838
2059	46,9	0,1	2,0	40486	94,6	0,532	4078	4078	408037	408037	98,9	3436	380698	84	13,5	5852
2060	46,3	0,1	2,0	40533	94,7	0,533	4069	4069	412106	412106	98,9	3428	384127	84	13,4	5865
2061	45,7	0,1	2,0	40578	94,8	0,533	4061	4061	416167	416167	98,9	3421	387547	84	13,2	5878
2062	45,2	0,1	2,0	40624	94,9	0,534	4053	4053	420220	420220	98,9	3413	390960	84	13,1	5891
2063	44,6	0,1	2,0	40668	95,0	0,534	4045	4045	424265	424265	98,9	3405	394365	84	12,9	5904
2064	44,1	0,1	2,1	40712	95,1	0,535	4036	4036	428301	428301	98,9	3397	397762	84	12,8	5917
2065	43,5	0,1	2,1	40756	95,2	0,536	4027	4027	432328	432328	98,9	3388	401150	84	12,7	5930

Продолжение таблицы 4.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2066	43,0	0,1	2,1	40799	95,3	0,536	4018	4018	436346	436346	98,9	3379	404530	84	12,5	5942
2067	42,5	0,1	2,1	40841	95,4	0,537	4009	4009	440355	440355	98,9	3371	407900	84	12,4	5955
2068	41,9	0,1	2,1	40883	95,5	0,537	4000	4000	444355	444355	99,0	3362	411262	84	12,3	5967
2069	41,4	0,1	2,2	40925	95,6	0,538	3991	3991	448345	448345	99,0	3353	414616	84	12,1	5979
2070	40,9	0,1	2,2	40965	95,7	0,538	3982	3982	452327	452327	99,0	3345	417961	84	12,0	5991
2071	40,4	0,1	2,2	41006	95,8	0,539	3973	3973	456300	456300	99,0	3336	421297	83	11,9	6003
2072	39,9	0,1	2,2	41046	95,9	0,539	3964	3964	460263	460263	99,0	3328	424624	83	11,7	6015
2073	39,4	0,1	2,2	41085	96,0	0,540	3955	3955	464218	464218	99,0	3319	427944	83	11,6	6026
2074	39,0	0,1	2,3	41124	96,1	0,540	3946	3946	468164	468164	99,0	3311	431255	83	11,5	6038
2075	38,5	0,1	2,3	41163	96,2	0,541	3937	3937	472102	472102	99,0	3302	434557	83	11,4	6049
2076	38,0	0,1	2,3	41201	96,3	0,541	3928	3928	476030	476030	99,0	3294	437851	83	11,2	6060
2077	37,6	0,1	2,3	41238	96,3	0,542	3920	3920	479950	479950	99,0	3286	441137	83	11,1	6071
2078	37,1	0,1	2,4	41275	96,4	0,542	3911	3911	483861	483861	99,1	3278	444414	83	11,0	6082
2079	36,7	0,1	2,4	41312	96,5	0,543	3902	3902	487763	487763	99,1	3269	447684	83	10,9	6093
2080	36,2	0,1	2,4	41348	96,6	0,543	3894	3894	491657	491657	99,1	3261	450945	83	10,8	6104
2081	35,8	0,1	2,5	41384	96,7	0,544	3885	3885	495542	495542	99,1	3253	454198	83	10,6	6115
2082	35,3	0,1	2,5	41419	96,8	0,544	3877	3877	499419	499419	99,1	3245	457442	83	10,5	6125
2083	34,9	0,1	2,5	41454	96,9	0,545	3868	3868	503287	503287	99,1	3237	460679	83	10,4	6136
2084	34,5	0,1	2,6	41489	96,9	0,545	3860	3860	507146	507146	99,1	3229	463908	83	10,3	6146
2085	34,1	0,1	2,6	41523	97,0	0,546	3851	3851	510998	510998	99,1	3221	467129	83	10,2	6156
2086	33,7	0,1	2,6	41556	97,1	0,546	3843	3843	514840	514840	99,1	3213	470341	83	10,1	6166
2087	33,3	0,1	2,7	41590	97,2	0,546	3834	3834	518675	518675	99,1	3205	473546	83	10,0	6176
2088	32,9	0,1	2,7	41623	97,2	0,547	3826	3826	522501	522501	99,1	3197	476743	83	9,9	6186
2089	32,5	0,1	2,8	41655	97,3	0,547	3818	3818	526319	526319	99,1	3189	479932	83	9,8	6196
2090	32,1	0,1	2,8	41687	97,4	0,548	3810	3810	530128	530128	99,2	3181	483113	83	9,7	6205
2091	31,7	0,1	2,8	41719	97,5	0,548	3801	3801	533929	533929	99,2	3174	486287	83	9,6	6215
2092	31,3	0,1	2,9	41750	97,5	0,549	3793	3793	537723	537723	99,2	3166	489453	83	9,5	6224
2093	30,9	0,1	2,9	41781	97,6	0,549	3785	3785	541507	541507	99,2	3158	492611	83	9,4	6234
2094	30,6	0,1	3,0	41812	97,7	0,549	3777	3777	545284	545284	99,2	3150	495761	83	9,3	6243
2095	30,2	0,1	3,1	41842	97,8	0,550	3769	3769	549053	549053	99,2	3143	498904	83	9,2	6252
2096	29,8	0,1	3,1	41872	97,8	0,550	3761	3761	552814	552814	99,2	3135	502039	83	9,1	6261
2097	29,5	0,1	3,2	41901	97,9	0,551	3753	3753	556566	556566	99,2	3128	505167	83	9,0	6270
2098	29,1	0,1	3,2	41930	98,0	0,551	3745	3745	560311	560311	99,2	3120	508287	83	8,9	6279
2099	28,8	0,1	3,3	41959	98,0	0,551	3737	3737	564048	564048	99,2	3113	511400	83	8,8	6288
2100	28,4	0,1	3,4	41988	98,1	0,552	3729	3729	567776	567776	99,2	3105	514505	83	8,7	6297
2101	28,1	0,1	3,5	42016	98,2	0,552	3721	3721	571497	571497	99,2	3098	517602	83	8,6	6305
2102	27,8	0,1	3,5	42043	98,2	0,552	3713	3713	575210	575210	99,3	3090	520693	83	8,5	6314
2103	27,4	0,1	3,6	42071	98,3	0,553	3705	3705	578915	578915	99,3	3083	523776	83	8,4	6322
2104	27,1	0,1	3,7	42098	98,4	0,553	3697	3697	582613	582613	99,3	3076	526852	83	8,3	6330
2105	26,8	0,1	3,8	42125	98,4	0,553	3690	3690	586302	586302	99,3	3068	529920	83	8,2	6339
2106	26,5	0,1	3,9	42151	98,5	0,554	3682	3682	589984	589984	99,3	3061	532981	83	8,1	6347
2107	26,2	0,1	4,0	42177	98,5	0,554	3674	3674	593659	593659	99,3	3054	536035	83	8,0	6355
2108	25,8	0,1	4,1	42203	98,6	0,555	3667	3667	597325	597325	99,3	3047	539082	83	8,0	6363
2109	25,5	0,1	4,3	42229	98,7	0,555	3659	3659	600984	600984	99,3	3040	542121	83	7,9	6371
2110	25,2	0,1	4,4	42254	98,7	0,555	3651	3651	604635	604635	99,3	3032	545154	83	7,8	6378
2111	24,9	0,1	4,6	42279	98,8	0,556	3644	3644	608279	608279	99,3	3025	548179	83	7,7	6386
2112	24,6	0,1	4,7	42303	98,8	0,556	3636	3636	611915	611915	99,3	3018	551198	83	7,6	6394
2113	24,3	0,1	4,9	42328	98,9	0,556	3629	3629	615544	615544	99,3	3011	554209	83	7,5	6401
2114	24,1	0,1	5,1	42352	99,0	0,556	3621	3621	619165	619165	99,3	3004	557213	83	7,5	6409
2115	23,8	0,1	5,3	42376	99,0	0,557	3614	3614	622779	622779	99,3	2997	560211	83	7,4	6416

Продолжение таблицы 4.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2116	23,5	0,1	5,5	42399	99,1	0,557	3606	3606	626385	626385	99,3	2990	563201	83	7,3	6423
2117	23,2	0,1	5,8	42422	99,1	0,557	3599	3599	629984	629984	99,4	2984	566185	83	7,2	6431
2118	22,9	0,1	6,1	42445	99,2	0,558	3592	3592	633576	633576	99,4	2977	569162	83	7,2	6438
2119	22,7	0,1	6,4	42468	99,2	0,558	3584	3584	637160	637160	99,4	2970	572131	83	7,1	6445
2120	22,4	0,1	6,7	42490	99,3	0,558	3577	3577	640737	640737	99,4	2963	575095	83	7,0	6452
2121	22,1	0,1	7,1	42513	99,3	0,559	3570	3570	644307	644307	99,4	2956	578051	83	6,9	6459
2122	21,9	0,1	7,6	42534	99,4	0,559	3563	3563	647870	647870	99,4	2950	581000	83	6,9	6466
2123	21,6	0,1	8,1	42556	99,4	0,559	3555	3555	651425	651425	99,4	2943	583943	82	6,8	6472
2124	21,4	0,0	8,7	42577	99,5	0,559	3548	3548	654973	654973	99,4	2936	586880	82	6,7	6479
2125	21,1	0,0	9,4	42599	99,5	0,560	3541	3541	658514	658514	99,4	2930	589809	82	6,6	6486
2126	20,7	0,0	10,2	42619	99,6	0,560	3534	3534	662048	662048	99,4	2923	592732	82	6,5	6492
2127	20,3	0,0	11,2	42640	99,6	0,560	3527	3527	665575	665575	99,4	2916	595648	82	6,4	6499
2128	19,9	0,0	12,3	42659	99,7	0,561	3520	3520	669094	669094	99,4	2910	598558	82	6,2	6505
2129	19,4	0,0	13,7	42679	99,7	0,561	3513	3513	672607	672607	99,4	2903	601461	82	6,1	6511
2130	19,0	0,0	15,6	42698	99,8	0,561	3506	3506	676113	676113	99,5	2896	604357	82	5,9	6517
2131	18,6	0,0	18,00	42716	99,8	0,561	3499	3499	679611	679611	99,5	2890	607247	82	5,8	6523
2132	18,1	0,0	21,45	42735	99,8	0,562	3492	3492	683103	683103	99,5	2883	610130	82	5,6	6528
2133	5,3	0,0	7,92	42740	99,9	0,562	682	682	204138	204138	99,2	685	610815	100	0,6	6529
2134	5,2	0,0	8,46	42745	99,9	0,562	678	678	204817	204817	99,2	681	611496	100	0,6	6529
2135	5,1	0,0	9,09	42750	99,9	0,562	674	674	205491	205491	99,2	677	612173	100	0,5	6530
2136	5,0	0,0	9,84	42755	99,9	0,562	670	670	206161	206161	99,3	673	612846	100	0,5	6531
2137	4,9	0,0	10,74	42760	99,9	0,562	666	666	206827	206827	99,3	669	613514	100	0,5	6531
2138	4,9	0,0	11,84	42765	99,9	0,562	662	662	207489	207489	99,3	665	614179	100	0,5	6532
2139	4,8	0,0	13,22	42770	99,9	0,562	658	658	208147	208147	99,3	661	614840	100	0,5	6532
2140	4,7	0,0	14,99	42774	99,9	0,562	654	654	208801	208801	99,3	657	615496	100	0,5	6533
2141	4,6	0,0	17,35	42779	99,9	0,562	650	650	209452	209452	99,3	653	616149	100	0,5	6533
2142	4,5	0,0	20,65	42784	100,0	0,562	646	646	210098	210098	99,3	649	616798	100	0,5	6534
2143	4,5	0,0	25,61	42788	100,0	0,562	642	642	210740	210740	99,3	645	617443	100	0,5	6534
2144	4,4	0,0	33,87	42792	100,0	0,562	639	639	211379	211379	99,3	641	618084	100	0,5	6535
2145	4,3	0,0	50,40	42797	100,0	0,562	635	635	212014	212014	99,3	637	618721	100	0,5	6535
2146	4,3	0,0	100,00	42801	100,0	0,562	631	631	212645	212645	99,3	633	619354	100	0,5	6535

Таблица 4.1.7 - Месторождение Кумколь. Объект III. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Год/ряд	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод доб. скв. на другой объект	Перевод доб. скв. с других объектов	Ввод из бездейс-твия	Фонд скв. с начала разра-ботки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, $м^3$/сут
	Всего	Добывающих нефтяных	Нагнетательных							Всего	Нагнет.	Всего	Мех.	всего	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	1	6	0	1	96	122	2	0	27	27	31	3,1	185	278
2025	0	0	0	0	1	0	1	96	122	1	0	26	26	30	3,4	188	224
2026	0	0	0	0	1	0	1	96	122	1	0	25	25	30	3,7	198	196
2027	0	0	0	0	1	0	1	96	122	1	0	23	23	30	3,2	188	195
2028	0	0	0	0	0	0	1	96	122	1	0	22	22	30	3,1	185	185
2029	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	0	21	21	30	3,0	182	178
2030	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	21	21	30	2,9	171	173
2031	0	0	0	0	0	0	1	96	122	1	0	21	21	30	3,1	170	161
2032	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	21	21	30	3,0	169	160
2033	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	0	20	20	30	2,9	168	159
2034	0	0	0	0	0	0	1	96	122	0	0	20	20	30	2,9	167	158
2035	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	0	19	19	30	2,9	166	157
2036	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	0	18	18	30	2,8	164	157
2037	0	0	0	0	0	0	1	96	122	0	0	19	19	30	2,3	145	157
2038	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	0	18	18	30	2,3	145	156
2039	0	0	0	1	0	0	0	96	122	1	0	16	16	31	2,2	144	155
2040	0	0	0	0	0	0	1	96	122	1	1	16	16	30	2,2	144	156
2041	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	16	16	30	2,1	143	156
2042	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	1	17	17	29	2,0	135	154
2043	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	17	17	29	2,0	135	154
2044	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	17	17	29	2,0	134	154
2045	0	0	0	0	0	0	1	96	122	1	0	16	16	29	1,9	132	154
2046	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	1	16	16	28	1,9	131	152
2047	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	16	16	28	1,8	131	151
2048	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	16	16	26	1,8	131	152
2049	0	0	0	0	0	0	1	96	122	0	0	17	17	26	1,7	119	151
2050	0	0	0	1	0	0	0	96	122	1	0	15	15	27	1,6	121	149
2051	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	15	15	27	1,5	120	147
2052	0	0	0	0	0	0	1	96	122	2	2	15	15	25	1,5	120	147
2053	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	15	15	25	1,5	119	147
2054	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	15	15	23	1,5	119	146
2055	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	15	15	23	1,4	119	146
2056	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	15	15	21	1,4	119	143
2057	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	15	15	21	1,4	118	143
2058	0	0	0	0	0	0	1	96	122	1	0	14	14	21	1,3	118	143
2059	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	14	14	19	1,3	118	141
2060	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	14	14	19	1,3	118	141
2061	0	0	0	1	0	0	0	96	122	0	0	13	13	20	1,5	126	118
2062	0	0	0	0	0	0	1	96	122	2	2	13	13	18	1,5	126	115
2063	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	13	13	18	1,4	126	114
2064	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	13	13	16	1,4	125	112
2065	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	13	13	16	1,4	125	112

Продолжение таблицы 4.1.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2066	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	13	13	16	1,4	124	111
2067	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	13	13	14	1,3	124	109
2068	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	13	13	14	1,3	123	109
2069	0	0	0	0	0	0	1	96	122	1	1	14	14	13	1,3	125	127
2070	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	0	13	13	13	1,3	125	126
2071	0	0	0	1	0	0	0	96	122	1	1	12	12	13	1,2	121	127
2072	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	12	12	11	1,2	121	124
2073	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	12	12	11	1,2	120	124
2074	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	12	12	11	1,1	119	123
2075	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	0	11	11	11	1,1	119	123
2076	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	11	11	11	1,1	119	122
2077	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	11	11	11	1,1	119	122
2078	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	11	11	11	1,1	118	121
2079	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	11	11	11	1,1	118	120
2080	0	0	0	1	0	0	0	96	122	1	1	10	10	11	1,0	114	120
2081	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	11	1,0	114	120
2082	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	10	10	9	1,0	114	119
2083	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	9	1,0	114	119
2084	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	9	1,0	113	119
2085	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	9	1,0	113	119
2086	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	9	1,0	113	119
2087	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	9	1,0	113	118
2088	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	9	1,0	113	118
2089	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	9	1,0	113	118
2090	0	0	0	0	0	0	0	96	122	2	2	10	10	7	1,0	113	118
2091	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	7	1,0	113	117
2092	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	7	1,0	112	117
2093	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	7	1,0	112	117
2094	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	10	10	7	1,0	112	116
2095	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	0	9	9	7	0,9	109	116
2096	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,9	109	116
2097	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,9	108	115
2098	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,9	108	115
2099	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	108	115
2100	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	108	114
2101	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	108	114
2102	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	108	114
2103	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	108	114
2104	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	108	113
2105	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	108	113
2106	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	107	112
2107	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	7	0,8	107	112
2108	0	0	0	0	0	0	0	96	122	1	1	9	9	6	0,7	107	109
2109	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	107	108
2110	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	107	108
2111	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	107	108
2112	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	107	108
2113	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	106	108
2114	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	106	107
2115	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	105	107

Продолжение таблицы 4.1.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2116	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	105	107
2117	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	104	107
2118	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	104	107
2119	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	104	106
2120	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,7	104	106
2121	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	104	106
2122	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	104	105
2123	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	104	105
2124	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	103	105
2125	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	103	105
2126	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	103	104
2127	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	103	104
2128	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	103	104
2129	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	103	104
2130	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,6	103	104
2131	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,5	103	104
2132	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,5	103	104
2133	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,4	103	103
2134	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,4	103	103
2135	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,4	103	103
2136	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,4	103	103
2137	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,4	102	103
2138	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	9	9	6	0,4	102	103
2139	0	0	0	0	0	0	0	96	122	9	3	3	3	3	0,4	58,4	115
2140	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,4	58,4	115
2141	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,4	58,4	114
2142	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,4	58,4	113
2143	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	113
2144	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	112
2145	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	112
2146	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	111
2147	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	110
2148	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	108
2149	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	107
2150	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	105
2151	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	104
2152	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,4	103
2153	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,3	102
2154	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,3	101
2155	0	0	0	0	0	0	0	96	122	0	0	3	3	3	0,3	58,3	100

Таблица 4.1.8 - Месторождение Кумколь. Объект III. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИ нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компенсация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	20,1	0,1	1,5	14108	91,6	0,482	1924	1924	110810	110810	99,0	2540	136315	131	4,8	1935
2025	18,3	0,1	1,4	14127	91,7	0,483	1853	1853	112662	112662	99,0	2383	138698	128	4,8	1939
2026	16,4	0,1	1,3	14143	91,8	0,483	1756	1756	114419	114419	99,1	2194	140892	124	4,2	1944
2027	14,3	0,1	1,1	14157	91,9	0,484	1651	1651	116070	116070	99,1	1986	142878	120	3,7	1947
2028	13,0	0,1	1,0	14170	92,0	0,484	1550	1550	117620	117620	99,2	1798	144677	115	3,4	1951
2029	12,3	0,1	1,0	14182	92,1	0,485	1460	1460	119080	119080	99,2	1689	146366	115	3,2	1954
2030	11,6	0,1	1,0	14194	92,1	0,485	1383	1383	120463	120463	99,2	1592	147958	115	3,0	1957
2031	11,6	0,1	1,0	14206	92,2	0,486	1379	1379	121842	121842	99,2	1386	149344	100	3,0	1960
2032	11,6	0,1	1,0	14217	92,3	0,486	1375	1375	123217	123217	99,2	1382	150726	100	2,9	1963
2033	11,6	0,1	1,0	14229	92,4	0,486	1371	1371	124589	124589	99,2	1378	152104	100	2,9	1966
2034	11,5	0,1	1,0	14240	92,4	0,487	1367	1367	125956	125956	99,2	1374	153478	100	2,9	1969
2035	11,5	0,1	1,0	14252	92,5	0,487	1365	1365	127321	127321	99,2	1371	154849	100	2,9	1971
2036	11,5	0,1	1,0	14263	92,6	0,488	1362	1362	128683	128683	99,2	1369	156218	100	2,9	1974
2037	11,5	0,1	1,0	14275	92,7	0,488	1360	1360	130043	130043	99,2	1366	157584	100	2,9	1977
2038	11,4	0,1	1,0	14286	92,7	0,488	1357	1357	131400	131400	99,2	1364	158948	100	2,9	1980
2039	11,4	0,1	1,0	14298	92,8	0,489	1354	1354	132754	132754	99,2	1361	160309	100	2,9	1983
2040	11,4	0,1	1,0	14309	92,9	0,489	1352	1352	134106	134106	99,2	1358	161667	100	2,9	1986
2041	11,4	0,1	1,0	14321	92,9	0,490	1349	1349	135456	135456	99,2	1356	163023	100	2,9	1989
2042	11,4	0,1	1,0	14332	93,0	0,490	1347	1347	136802	136802	99,2	1353	164376	100	2,9	1992
2043	11,3	0,1	1,1	14343	93,1	0,490	1344	1344	138147	138147	99,2	1351	165727	100	2,9	1995
2044	11,3	0,1	1,1	14355	93,2	0,491	1343	1343	139489	139489	99,2	1349	167076	100	2,9	1998
2045	11,3	0,1	1,1	14366	93,2	0,491	1342	1342	140831	140831	99,2	1348	168424	100	2,9	2000
2046	11,3	0,1	1,1	14377	93,3	0,491	1340	1340	142171	142171	99,2	1347	169771	100	2,9	2003
2047	11,3	0,1	1,1	14389	93,4	0,492	1339	1339	143510	143510	99,2	1345	171117	100	2,9	2006
2048	11,3	0,1	1,1	14400	93,5	0,492	1338	1338	144848	144848	99,2	1344	172461	100	2,9	2009
2049	11,3	0,1	1,1	14411	93,5	0,493	1336	1336	146184	146184	99,2	1343	173803	100	2,9	2012
2050	11,3	0,1	1,1	14422	93,6	0,493	1335	1335	147519	147519	99,2	1341	175145	100	2,9	2015
2051	11,3	0,1	1,1	14434	93,7	0,493	1334	1334	148853	148853	99,2	1340	176485	100	2,9	2018
2052	11,2	0,1	1,2	14445	93,8	0,494	1332	1332	150185	150185	99,2	1339	177824	100	2,9	2020
2053	11,2	0,1	1,2	14456	93,8	0,494	1331	1331	151516	151516	99,2	1337	179161	100	2,8	2023
2054	11,2	0,1	1,2	14467	93,9	0,495	1330	1330	152846	152846	99,2	1336	180497	100	2,8	2026
2055	11,2	0,1	1,2	14479	94,0	0,495	1328	1328	154174	154174	99,2	1335	181832	100	2,8	2029
2056	11,2	0,1	1,2	14490	94,0	0,495	1327	1327	155501	155501	99,2	1334	183166	100	2,8	2032
2057	11,2	0,1	1,2	14501	94,1	0,496	1326	1326	156827	156827	99,2	1332	184498	100	2,8	2035
2058	11,2	0,1	1,2	14512	94,2	0,496	1325	1325	158151	158151	99,2	1331	185829	100	2,8	2037
2059	11,2	0,1	1,2	14523	94,3	0,496	1323	1323	159475	159475	99,2	1330	187158	100	2,8	2040
2060	11,2	0,1	1,3	14534	94,3	0,497	1322	1322	160797	160797	99,2	1328	188487	100	2,8	2043
2061	11,1	0,1	1,3	14546	94,4	0,497	1321	1321	162117	162117	99,2	1327	189814	100	2,8	2046
2062	11,1	0,1	1,3	14557	94,5	0,498	1319	1319	163437	163437	99,2	1326	191140	100	2,8	2049
2063	11,1	0,1	1,3	14568	94,6	0,498	1318	1318	164755	164755	99,2	1325	192464	100	2,8	2052
2064	11,1	0,1	1,3	14579	94,6	0,498	1317	1317	166072	166072	99,2	1323	193787	100	2,8	2054
2065	11,1	0,1	1,3	14590	94,7	0,499	1316	1316	167387	167387	99,2	1322	195109	100	2,8	2057

Продолжение таблицы 4.1.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2066	11,1	0,1	1,4	14601	94,8	0,499	1314	1314	168702	168702	99,2	1321	196430	100	2,8	2060
2067	11,1	0,1	1,4	14612	94,8	0,499	1313	1313	170015	170015	99,2	1320	197750	100	2,8	2063
2068	11,1	0,1	1,4	14623	94,9	0,500	1312	1312	171327	171327	99,2	1318	199068	100	2,8	2066
2069	11,1	0,1	1,4	14634	95,0	0,500	1311	1311	172638	172638	99,2	1317	200385	100	2,8	2068
2070	11,0	0,1	1,4	14645	95,1	0,501	1310	1310	173947	173947	99,2	1316	201701	100	2,8	2071
2071	11,0	0,1	1,4	14656	95,1	0,501	1308	1308	175256	175256	99,2	1315	203016	100	2,8	2074
2072	11,0	0,1	1,5	14667	95,2	0,501	1307	1307	176563	176563	99,2	1313	204329	100	2,8	2077
2073	11,0	0,1	1,5	14678	95,3	0,502	1306	1306	177869	177869	99,2	1312	205641	100	2,8	2080
2074	11,0	0,1	1,5	14689	95,3	0,502	1305	1305	179173	179173	99,2	1311	206952	100	2,8	2082
2075	11,0	0,1	1,5	14700	95,4	0,502	1303	1303	180477	180477	99,2	1310	208262	100	2,8	2085
2076	11,0	0,1	1,6	14711	95,5	0,503	1302	1302	181779	181779	99,2	1308	209570	100	2,8	2088
2077	11,0	0,1	1,6	14722	95,6	0,503	1301	1301	183080	183080	99,2	1307	210877	100	2,8	2091
2078	11,0	0,1	1,6	14733	95,6	0,504	1300	1300	184379	184379	99,2	1306	212183	100	2,8	2094
2079	10,9	0,1	1,6	14744	95,7	0,504	1299	1299	185678	185678	99,2	1305	213488	100	2,8	2096
2080	10,9	0,1	1,7	14755	95,8	0,504	1297	1297	186975	186975	99,2	1304	214792	100	2,8	2099
2081	10,9	0,1	1,7	14766	95,8	0,505	1296	1296	188271	188271	99,2	1302	216094	100	2,8	2102
2082	10,9	0,1	1,7	14777	95,9	0,505	1295	1295	189566	189566	99,2	1301	217395	100	2,8	2105
2083	10,9	0,1	1,7	14788	96,0	0,505	1294	1294	190860	190860	99,2	1300	218695	100	2,8	2107
2084	10,9	0,1	1,8	14799	96,1	0,506	1292	1292	192152	192152	99,2	1299	219994	100	2,8	2110
2085	10,9	0,1	1,8	14810	96,1	0,506	1291	1291	193443	193443	99,2	1297	221291	100	2,8	2113
2086	10,9	0,1	1,8	14821	96,2	0,507	1290	1290	194734	194734	99,2	1296	222588	100	2,8	2116
2087	10,9	0,1	1,9	14832	96,3	0,507	1289	1289	196022	196022	99,2	1295	223883	100	2,8	2118
2088	10,8	0,1	1,9	14842	96,3	0,507	1288	1288	197310	197310	99,2	1294	225176	100	2,8	2121
2089	10,8	0,1	1,9	14853	96,4	0,508	1286	1286	198596	198596	99,2	1293	226469	100	2,7	2124
2090	10,8	0,1	2,0	14864	96,5	0,508	1285	1285	199881	199881	99,2	1291	227760	100	2,7	2127
2091	10,8	0,1	2,0	14875	96,5	0,508	1284	1284	201165	201165	99,2	1290	229050	100	2,7	2129
2092	10,8	0,1	2,0	14886	96,6	0,509	1283	1283	202448	202448	99,2	1289	230339	100	2,7	2132
2093	10,8	0,1	2,1	14896	96,7	0,509	1282	1282	203730	203730	99,2	1288	231627	100	2,7	2135
2094	10,8	0,1	2,1	14907	96,8	0,510	1280	1280	205010	205010	99,2	1287	232914	100	2,7	2138
2095	10,8	0,1	2,2	14918	96,8	0,510	1279	1279	206289	206289	99,2	1285	234199	100	2,7	2140
2096	10,8	0,1	2,2	14929	96,9	0,510	1278	1278	207567	207567	99,2	1284	235483	100	2,7	2143
2097	10,8	0,1	2,2	14940	97,0	0,511	1277	1277	208844	208844	99,2	1283	236766	100	2,7	2146
2098	10,7	0,1	2,3	14950	97,0	0,511	1276	1276	210120	210120	99,2	1282	238048	100	2,7	2149
2099	10,7	0,1	2,3	14961	97,1	0,511	1274	1274	211394	211394	99,2	1281	239328	100	2,7	2151
2100	10,7	0,1	2,4	14972	97,2	0,512	1273	1273	212667	212667	99,2	1279	240608	100	2,7	2154
2101	10,7	0,1	2,5	14982	97,2	0,512	1272	1272	213939	213939	99,2	1278	241886	100	2,7	2157
2102	10,7	0,1	2,5	14993	97,3	0,512	1271	1271	215210	215210	99,2	1277	243163	100	2,7	2159
2103	10,7	0,1	2,6	15004	97,4	0,513	1270	1270	216480	216480	99,2	1276	244439	100	2,7	2162
2104	10,7	0,1	2,6	15014	97,5	0,513	1268	1268	217748	217748	99,2	1275	245713	100	2,7	2165
2105	10,7	0,1	2,7	15025	97,5	0,514	1267	1267	219015	219015	99,2	1273	246986	100	2,7	2168
2106	10,6	0,1	2,8	15036	97,6	0,514	1266	1266	220281	220281	99,2	1272	248259	100	2,7	2170
2107	10,6	0,1	2,9	15046	97,7	0,514	1265	1265	221546	221546	99,2	1271	249530	100	2,7	2173
2108	10,6	0,1	2,9	15057	97,7	0,515	1264	1264	222810	222810	99,2	1270	250799	100	2,7	2176
2109	10,6	0,1	3,0	15068	97,8	0,515	1263	1263	224072	224072	99,2	1269	252068	100	2,7	2178
2110	10,6	0,1	3,1	15078	97,9	0,515	1261	1261	225334	225334	99,2	1267	253335	100	2,7	2181
2111	10,6	0,1	3,2	15089	97,9	0,516	1260	1260	226594	226594	99,2	1266	254602	100	2,7	2184
2112	10,5	0,1	3,3	15099	98,0	0,516	1259	1259	227853	227853	99,2	1265	255867	100	2,7	2186
2113	10,5	0,1	3,4	15110	98,1	0,516	1258	1258	229111	229111	99,2	1264	257130	100	2,7	2189
2114	10,5	0,1	3,5	15120	98,1	0,517	1257	1257	230367	230367	99,2	1263	258393	100	2,7	2192
2115	10,5	0,1	3,7	15131	98,2	0,517	1255	1255	231623	231623	99,2	1262	259655	100	2,7	2194
2116	10,5	0,1	3,8	15141	98,3	0,518	1254	1254	232877	232877	99,2	1260	260915	100	2,7	2197
2117	10,5	0,1	3,9	15152	98,3	0,518	1253	1253	234130	234130	99,2	1259	262174	100	2,7	2200
2118	10,4	0,1	4,1	15162	98,4	0,518	1252	1252	235382	235382	99,2	1258	263432	100	2,7	2202
2119	10,4	0,1	4,3	15173	98,5	0,519	1251	1251	236633	236633	99,2	1257	264689	100	2,7	2205
2120	10,4	0,1	4,4	15183	98,5	0,519	1250	1250	237883	237883	99,2	1256	265945	100	2,7	2208

Продолжение таблицы 4.1.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2121	10,4	0,1	4,6	15193	98,6	0,519	1249	1249	239131	239131	99,2	1254	267199	100	2,6	2210
2122	10,4	0,1	4,9	15204	98,7	0,520	1247	1247	240379	240379	99,2	1253	268452	100	2,6	2213
2123	10,4	0,1	5,1	15214	98,7	0,520	1246	1246	241625	241625	99,2	1252	269704	100	2,6	2216
2124	10,4	0,1	5,4	15225	98,8	0,520	1245	1245	242870	242870	99,2	1251	270955	100	2,6	2218
2125	10,3	0,1	5,7	15235	98,9	0,521	1244	1244	244114	244114	99,2	1250	272205	100	2,6	2221
2126	10,3	0,1	6,0	15245	98,9	0,521	1243	1243	245357	245357	99,2	1249	273454	100	2,6	2223
2127	10,3	0,1	6,4	15255	99,0	0,521	1242	1242	246598	246598	99,2	1247	274701	100	2,6	2226
2128	10,3	0,1	6,8	15266	99,1	0,522	1240	1240	247839	247839	99,2	1246	275948	100	2,6	2229
2129	10,3	0,1	7,3	15276	99,1	0,522	1239	1239	249078	249078	99,2	1245	277193	100	2,6	2231
2130	10,3	0,1	7,8	15286	99,2	0,523	1238	1238	250316	250316	99,2	1244	278437	100	2,6	2234
2131	10,2	0,1	8,5	15297	99,3	0,523	1237	1237	251553	251553	99,2	1243	279680	100	2,6	2237
2132	10,2	0,1	9,3	15307	99,3	0,523	1236	1236	252789	252789	99,2	1242	280921	100	2,6	2239
2133	10,0	0,1	10,0	15317	99,4	0,524	1235	1235	254023	254023	99,2	1240	282162	100	2,5	2242
2134	9,8	0,1	10,9	15327	99,5	0,524	1234	1234	255257	255257	99,2	1239	283401	100	2,5	2244
2135	9,7	0,1	12,0	15336	99,5	0,524	1232	1232	256489	256489	99,2	1238	284639	100	2,4	2247
2136	9,5	0,1	13,4	15346	99,6	0,525	1231	1231	257721	257721	99,2	1237	285875	100	2,4	2249
2137	9,3	0,1	15,2	15355	99,7	0,525	1230	1230	258951	258951	99,2	1235	287111	100	2,3	2251
2138	9,1	0,1	17,6	15364	99,7	0,525	1229	1229	260180	260180	99,3	1234	288345	100	2,3	2254
2139	2,6	0,0	6,1	15367	99,7	0,525	100,0	100,0	260280	260280	97,4	102	288447	100	0,4	2254
2140	2,6	0,0	6,5	15369	99,8	0,525	100,0	100,0	260380	260380	97,4	102	288548	100	0,4	2254
2141	2,6	0,0	6,9	15372	99,8	0,525	100,0	100,0	260480	260480	97,4	102	288650	100	0,4	2255
2142	2,6	0,0	7,4	15375	99,8	0,526	100,0	100,0	260580	260580	97,4	101	288751	100	0,3	2255
2143	2,6	0,0	8,0	15377	99,8	0,526	100,0	100,0	260680	260680	97,4	101	288853	100	0,3	2255
2144	2,6	0,0	8,6	15380	99,8	0,526	100,0	100,0	260780	260780	97,4	101	288954	100	0,3	2256
2145	2,6	0,0	9,5	15382	99,8	0,526	100,0	100,0	260880	260880	97,4	101	289055	100	0,3	2256
2146	2,6	0,0	10,4	15385	99,9	0,526	100,0	100,0	260980	260980	97,4	101	289157	100	0,3	2256
2147	2,6	0,0	11,6	15387	99,9	0,526	100,0	100,0	261080	261080	97,4	101	289258	100	0,3	2257
2148	2,5	0,0	13,0	15390	99,9	0,526	99,9	99,9	261180	261180	97,5	101	289360	100	0,3	2257
2149	2,5	0,0	14,8	15393	99,9	0,526	99,9	99,9	261280	261280	97,5	101	289461	100	0,3	2258
2150	2,5	0,0	17,1	15395	99,9	0,526	99,9	99,9	261379	261379	97,5	101	289562	100	0,3	2258
2151	2,5	0,0	20,4	15397	99,9	0,526	99,9	99,9	261479	261479	97,5	101	289664	100	0,3	2258
2152	2,4	0,0	25,4	15400	100,0	0,526	99,9	99,9	261579	261579	97,6	101	289765	100	0,3	2259
2153	2,4	0,0	33,6	15402	100,0	0,526	99,9	99,9	261679	261679	97,6	101	289866	100	0,3	2259
2154	2,4	0,0	50,2	15405	100,0	0,527	99,9	99,9	261779	261779	97,6	101	289968	100	0,3	2259
2155	2,4	0,0	100,0	15407	100,0	0,527	99,9	99,9	261879	261879	97,6	101	290069	100	0,3	2259

Таблица 4.1.9 - Месторождение Кумколь. Объект IV. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перевод скв. из освоения в набл.фонд	Перевод скв. с др. категории под добычу	Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Перевод скв. с других объектов	Ввод из бездействия	Фонд скв. с начала разра-ботки	Эксплц. бурение с начала разра-ботки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, $м^3$/сут
	Всего	Добывающих нефтяных	Нагнетательных								Всего	нагнет.	Всего	Мех.	Всего	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2024	3	3	0	1	1	1	0	1	31	45	0	0	12	12	3	3,5	253	236
2025	0	0	0	0	0	0	0	1	31	45	0	0	12	12	3	2,8	156	107
2026	0	0	0	0	0	1	0	0	31	45	0	0	11	11	4	2,7	130	66
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	11	11	4	2,4	119	47
2028	0	0	0	0	0	0	1	0	31	45	0	0	12	12	4	2,5	139	32
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	12	12	4	2,2	109	31
2030	0	0	0	0	0	0	1	0	31	45	0	0	13	13	4	2,3	125	31
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	2,2	114	31
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	2,1	113	31
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	2,1	111	30
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	2,0	110	30
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,9	109	30
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,9	107	30
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,8	106	29
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,8	105	29
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,7	104	29
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,7	103	29
2041	0	0	0	0	0	0	0	1	31	45	1	0	13	13	4	1,6	103	29
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,6	102	28
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,5	102	28
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,5	102	28
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,5	102	28
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,4	102	28
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,4	101	27
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,3	101	27
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,3	101	27
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,3	101	27
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,3	101	27
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,2	101	27
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,2	101	26
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,2	101	26
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,1	101	26
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,1	101	26
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,1	101	26
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,1	101	26
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,0	101	26
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,0	101	25
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,0	101	25
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,0	101	25
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	13	13	4	1,0	101	25
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	5	0	8	8	4	1,0	90	25
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	1,0	90	25

Продолжение таблицы 4.1.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	1,0	89	25
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,9	89	24
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,9	89	24
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,9	89	24
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,9	89	24
2071	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,8	89	24
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,8	89	24
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,8	89	24
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,8	89	24
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,8	89	24
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,7	89	23
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,7	89	23
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,7	89	23
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,7	89	23
2080	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,7	89	23
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,6	89	23
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,6	89	23
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,6	89	23
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,6	88	23
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,6	88	23
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,6	88	23
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,5	88	22
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,5	88	22
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,5	88	22
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,5	88	22
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,5	88	22
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,5	88	22
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,5	88	22
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	8	8	4	0,5	88	22
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	8	4	4	4	0	0,4	154	0
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0
2101	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0
2102	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0
2103	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0
2104	0	0	0	0	0	0	0	0	31	45	0	0	4	4	0	0,4	154	0

Таблица 4.1.10 - Месторождение Кумколь. Объект IV. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора, %		Накоплен-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИ нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводнен-ность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.	год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
2024	12,8	1,0	3,5	990,5	74,0	0,199	385,1	385,1	5764,2	5764,2	96,7	91,0	660,1	2,4	188,8
2025	13,5	1,0	3,9	1004,0	75,0	0,202	353,8	353,8	6118,1	6118,1	96,2	64,9	725,0	2,7	191,5
2026	12,3	0,9	3,7	1016,3	75,9	0,204	347,0	347,0	6465,0	6465,0	96,5	77,7	802,7	2,4	193,8
2027	11,3	0,8	3,5	1027,5	76,7	0,207	318,1	318,1	6783,1	6783,1	96,5	54,8	857,5	2,1	195,9
2028	11,3	0,8	3,6	1038,8	77,6	0,209	368,1	368,1	7151,2	7151,2	96,9	37,3	894,8	2,0	197,9
2029	10,7	0,8	3,6	1049,5	78,4	0,211	332,4	332,4	7483,6	7483,6	96,8	37,0	931,8	1,9	199,9
2030	10,7	0,8	3,7	1060,3	79,2	0,213	385,4	385,4	7869,0	7869,0	97,2	36,7	968,5	1,9	201,8
2031	10,4	0,8	3,7	1070,7	80,0	0,215	376,8	376,8	8245,9	8245,9	97,2	36,4	1004,9	1,8	203,6
2032	10,1	0,8	3,8	1080,8	80,7	0,217	368,7	368,7	8614,6	8614,6	97,3	36,1	1041,0	1,8	205,4
2033	9,8	0,7	3,8	1090,6	81,4	0,219	360,9	360,9	8975,5	8975,5	97,3	35,8	1076,8	1,7	207,1
2034	9,5	0,7	3,8	1100,1	82,2	0,221	353,6	353,6	9329,1	9329,1	97,3	35,5	1112,3	1,7	208,8
2035	9,2	0,7	3,9	1109,3	82,8	0,223	346,6	346,6	9675,7	9675,7	97,3	35,3	1147,6	1,6	210,4
2036	8,9	0,7	3,9	1118,3	83,5	0,225	339,9	339,9	10015,6	10015,6	97,4	35,0	1182,6	1,5	211,9
2037	8,7	0,6	3,9	1126,9	84,2	0,227	333,6	333,6	10349,2	10349,2	97,4	34,7	1217,3	1,5	213,4
2038	8,4	0,6	4,0	1135,3	84,8	0,228	327,5	327,5	10676,7	10676,7	97,4	34,5	1251,8	1,4	214,9
2039	8,1	0,6	4,0	1143,5	85,4	0,230	321,8	321,8	10998,5	10998,5	97,5	34,2	1286,1	1,4	216,3
2040	7,9	0,6	4,0	1151,4	86,0	0,232	316,3	316,3	11314,8	11314,8	97,5	34,0	1320,0	1,3	217,6
2041	7,6	0,6	4,1	1159,0	86,6	0,233	315,5	315,5	11630,3	11630,3	97,6	33,7	1353,8	1,3	218,9
2042	7,4	0,6	4,1	1166,4	87,1	0,235	314,6	314,6	11944,9	11944,9	97,6	33,5	1387,3	1,2	220,1
2043	7,2	0,5	4,2	1173,6	87,6	0,236	313,8	313,8	12258,7	12258,7	97,7	33,3	1420,5	1,2	221,4
2044	7,0	0,5	4,2	1180,6	88,2	0,237	312,6	312,6	12571,3	12571,3	97,8	33,0	1453,5	1,2	222,5
2045	6,8	0,5	4,3	1187,4	88,7	0,239	311,5	311,5	12882,8	12882,8	97,8	32,8	1486,4	1,1	223,6
2046	6,6	0,5	4,3	1194,0	89,2	0,240	310,4	310,4	13193,2	13193,2	97,9	32,6	1518,9	1,1	224,7
2047	6,4	0,5	4,4	1200,3	89,6	0,241	309,3	309,3	13502,4	13502,4	97,9	32,4	1551,3	1,0	225,8
2048	6,2	0,5	4,5	1206,6	90,1	0,243	309,1	309,1	13811,5	13811,5	98,0	32,2	1583,5	1,0	226,8
2049	6,0	0,5	4,6	1212,6	90,6	0,244	308,9	308,9	14120,5	14120,5	98,0	32,0	1615,5	1,0	227,8
2050	5,9	0,4	4,7	1218,5	91,0	0,245	308,8	308,8	14429,3	14429,3	98,1	31,8	1647,3	1,0	228,7
2051	5,7	0,4	4,8	1224,2	91,4	0,246	308,6	308,6	14737,9	14737,9	98,1	31,6	1678,9	0,9	229,6
2052	5,6	0,4	4,9	1229,8	91,8	0,247	308,4	308,4	15046,2	15046,2	98,2	31,4	1710,3	0,9	230,5
2053	5,4	0,4	5,0	1235,3	92,3	0,248	308,1	308,1	15354,4	15354,4	98,2	31,2	1741,5	0,9	231,4
2054	5,3	0,4	5,1	1240,6	92,6	0,250	307,9	307,9	15662,3	15662,3	98,3	31,0	1772,5	0,8	232,2
2055	5,2	0,4	5,3	1245,7	93,0	0,251	307,7	307,7	15970,0	15970,0	98,3	30,9	1803,4	0,8	233,1
2056	5,1	0,4	5,4	1250,8	93,4	0,252	307,5	307,5	16277,4	16277,4	98,4	30,7	1834,1	0,8	233,8
2057	4,9	0,4	5,6	1255,7	93,8	0,253	307,2	307,2	16584,7	16584,7	98,4	30,5	1864,6	0,8	234,6
2058	4,8	0,4	5,8	1260,5	94,1	0,254	307,0	307,0	16891,6	16891,6	98,4	30,4	1895,0	0,7	235,4
2059	4,7	0,4	6,0	1265,3	94,5	0,255	306,8	306,8	17198,4	17198,4	98,5	30,2	1925,2	0,7	236,1
2060	4,6	0,3	6,2	1269,8	94,8	0,255	306,5	306,5	17505,0	17505,0	98,5	30,0	1955,2	0,7	236,8
2061	4,5	0,3	6,5	1274,3	95,2	0,256	306,3	306,3	17811,3	17811,3	98,5	29,9	1985,0	0,7	237,5
2062	4,4	0,3	6,8	1278,7	95,5	0,257	306,1	306,1	18117,3	18117,3	98,6	29,7	2014,7	0,7	238,1
2063	4,3	0,3	7,1	1283,0	95,8	0,258	305,9	305,9	18423,2	18423,2	98,6	29,5	2044,3	0,6	238,8
2064	2,4	0,2	4,3	1285,4	96,0	0,259	212,0	212,0	18635,2	18635,2	98,9	29,4	2073,7	0,5	239,3
2065	2,3	0,2	4,4	1287,8	96,2	0,259	211,8	211,8	18847,0	18847,0	98,9	29,2	2102,9	0,5	239,7

Продолжение таблицы 4.1.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
2066	2,3	0,2	4,4	1290,0	96,3	0,260	211,7	211,7	19058,7	19058,7	98,9	29,1	2132,0	0,4	240,2
2067	2,2	0,2	4,5	1292,2	96,5	0,260	211,5	211,5	19270,2	19270,2	99,0	28,9	2160,9	0,4	240,6
2068	2,2	0,2	4,6	1294,4	96,7	0,260	211,4	211,4	19481,6	19481,6	99,0	28,8	2189,7	0,4	241,0
2069	2,1	0,2	4,7	1296,5	96,8	0,261	211,2	211,2	19692,8	19692,8	99,0	28,7	2218,4	0,4	241,5
2070	2,0	0,2	4,8	1298,5	97,0	0,261	211,1	211,1	19903,9	19903,9	99,0	28,5	2246,9	0,4	241,9
2071	2,0	0,1	4,9	1300,5	97,1	0,262	210,9	210,9	20114,8	20114,8	99,1	28,4	2275,3	0,4	242,3
2072	1,9	0,1	5,0	1302,5	97,3	0,262	210,8	210,8	20325,7	20325,7	99,1	28,3	2303,5	0,4	242,6
2073	1,9	0,1	5,2	1304,3	97,4	0,262	210,7	210,7	20536,3	20536,3	99,1	28,1	2331,7	0,4	243,0
2074	1,8	0,1	5,3	1306,2	97,5	0,263	210,5	210,5	20746,9	20746,9	99,1	28,0	2359,7	0,4	243,4
2075	1,8	0,1	5,5	1308,0	97,7	0,263	210,4	210,4	20957,3	20957,3	99,1	27,9	2387,6	0,3	243,7
2076	1,7	0,1	5,6	1309,7	97,8	0,263	210,3	210,3	21167,5	21167,5	99,2	27,8	2415,4	0,3	244,0
2077	1,7	0,1	5,8	1311,4	97,9	0,264	210,1	210,1	21377,7	21377,7	99,2	27,7	2443,0	0,3	244,4
2078	1,6	0,1	6,0	1313,1	98,1	0,264	210,0	210,0	21587,7	21587,7	99,2	27,5	2470,6	0,3	244,7
2079	1,6	0,1	6,2	1314,7	98,2	0,264	209,9	209,9	21797,6	21797,6	99,2	27,4	2498,0	0,3	245,0
2080	1,6	0,1	6,4	1316,2	98,3	0,265	209,7	209,7	22007,3	22007,3	99,3	27,3	2525,3	0,3	245,3
2081	1,5	0,1	6,7	1317,7	98,4	0,265	209,6	209,6	22216,9	22216,9	99,3	27,2	2552,5	0,3	245,6
2082	1,5	0,1	7,0	1319,2	98,5	0,265	209,5	209,5	22426,4	22426,4	99,3	27,1	2579,6	0,3	245,9
2083	1,4	0,1	7,3	1320,7	98,6	0,266	209,4	209,4	22635,8	22635,8	99,3	27,0	2606,5	0,3	246,2
2084	1,4	0,1	7,6	1322,1	98,7	0,266	209,2	209,2	22845,0	22845,0	99,3	26,9	2633,4	0,3	246,4
2085	1,4	0,1	8,1	1323,4	98,8	0,266	209,1	209,1	23054,1	23054,1	99,3	26,7	2660,1	0,3	246,7
2086	1,3	0,1	8,5	1324,8	98,9	0,266	209,0	209,0	23263,1	23263,1	99,4	26,6	2686,8	0,3	247,0
2087	1,3	0,1	9,1	1326,0	99,0	0,267	208,8	208,8	23471,9	23471,9	99,4	26,5	2713,3	0,2	247,2
2088	1,3	0,1	9,8	1327,3	99,1	0,267	208,7	208,7	23680,7	23680,7	99,4	26,4	2739,7	0,2	247,4
2089	1,2	0,1	10,5	1328,5	99,2	0,267	208,6	208,6	23889,3	23889,3	99,4	26,3	2766,0	0,2	247,7
2090	1,2	0,1	11,5	1329,7	99,3	0,267	208,5	208,5	24097,7	24097,7	99,4	26,2	2792,2	0,2	247,9
2091	1,2	0,1	12,6	1330,9	99,4	0,268	208,3	208,3	24306,1	24306,1	99,4	26,1	2818,3	0,2	248,1
2092	1,2	0,1	14,9	1332,1	99,5	0,268	208,2	208,2	24514,3	24514,3	99,4	26,0	2844,4	0,2	248,4
2093	1,2	0,1	17,1	1333,3	99,6	0,268	208,1	208,1	24722,3	24722,3	99,4	25,9	2870,3	0,2	248,6
2094	1,1	0,1	20,0	1334,4	99,7	0,268	208,0	208,0	24930,3	24930,3	99,5	25,8	2896,1	0,2	248,8
2095	0,5	0,0	10,5	1334,9	99,7	0,269	182,5	182,5	25112,8	25112,8	99,7	0,0	2896,1	0,1	248,9
2096	0,5	0,0	11,6	1335,4	99,7	0,269	182,4	182,4	25295,2	25295,2	99,7	0,0	2896,1	0,1	248,9
2097	0,5	0,0	13,0	1335,9	99,8	0,269	182,4	182,4	25477,6	25477,6	99,7	0,0	2896,1	0,1	249,0
2098	0,5	0,0	14,8	1336,3	99,8	0,269	182,4	182,4	25660,0	25660,0	99,7	0,0	2896,1	0,1	249,1
2099	0,5	0,0	17,2	1336,8	99,8	0,269	182,3	182,3	25842,3	25842,3	99,7	0,0	2896,1	0,1	249,2
2100	0,5	0,0	20,5	1337,2	99,9	0,269	182,3	182,3	26024,6	26024,6	99,8	0,0	2896,1	0,1	249,2
2101	0,4	0,0	25,5	1337,7	99,9	0,269	182,3	182,3	26206,9	26206,9	99,8	0,0	2896,1	0,1	249,3
2102	0,4	0,0	33,8	1338,1	99,9	0,269	182,2	182,2	26389,1	26389,1	99,8	0,0	2896,1	0,1	249,4
2103	0,4	0,0	50,4	1338,6	100,0	0,269	182,2	182,2	26571,3	26571,3	99,8	0,0	2896,1	0,1	249,4
2104	0,4	0,0	100	1339,0	100,0	0,269	182,1	182,1	26753,4	26753,4	99,8	0,0	2896,1	0,1	249,5

Таблица 4.1.11 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Год	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод доб. скв. на другой объект	Перевод доб. скв. с других объектов	Ввод из бездейс-твия и других кате-горий	Фонд скв. с начала разра-ботки	Экспл. бурение с начала разра-ботки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, м^3/сут
	всего	добывающих нефтяных	нагнетательных							всего	нагнет.	всего	мех.	всего	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	7	10	10	1	670	866	12	7	272	272	174	2,3	252	245
2025	0	0	0	6	3	3	3	670	866	7	5	264	264	175	1,9	212	231
2026	0	0	0	0	3	3	3	670	866	4	4	264	264	171	1,6	187	225
2027	0	0	0	0	2	2	3	670	866	5	4	263	263	167	1,5	185	218
2028	0	0	0	2	2	2	2	670	866	4	3	261	261	165	1,5	197	210
2029	0	0	0	0	1	1	1	670	866	3	1	259	259	164	1,3	179	201
2030	0	0	0	1	1	1	1	670	866	1	1	259	259	163	1,2	181	194
2031	0	0	0	0	0	0	0	670	866	5	1	255	255	162	1,2	175	184
2032	0	0	0	0	0	0	0	670	866	6	1	250	250	161	1,2	169	184
2033	0	0	0	0	0	0	0	670	866	5	1	246	246	160	1,1	167	183
2034	0	0	0	0	0	0	2	670	866	4	1	243	243	159	1,1	166	182
2035	0	0	0	0	0	0	0	670	866	6	3	240	240	156	1,1	166	182
2036	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	1	237	237	155	1,1	164	181
2037	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	1	235	235	154	1,1	163	180
2038	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	1	232	232	153	1,1	162	179
2039	0	0	0	1	0	0	0	670	866	6	2	227	227	152	1,1	161	178
2040	0	0	0	0	0	0	1	670	866	4	2	225	225	150	1,1	160	177
2041	0	0	0	0	0	0	1	670	866	4	1	222	222	149	1,1	159	176
2042	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	2	221	221	147	1,0	155	174
2043	0	0	0	1	0	0	0	670	866	6	2	216	216	146	1,0	154	172
2044	0	0	0	0	0	0	0	670	866	7	1	210	210	145	1,0	153	172
2045	0	0	0	0	0	0	1	670	866	5	1	206	206	144	1,0	152	172
2046	0	0	0	0	0	0	2	670	866	6	3	203	203	141	1,0	151	170
2047	0	0	0	0	0	0	0	670	866	8	3	198	198	138	1,0	150	169
2048	0	0	0	0	0	0	0	670	866	5	3	196	196	135	1,0	150	169
2049	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	0	193	193	135	1,0	149	168
2050	0	0	0	1	0	0	1	670	866	4	1	189	189	135	1,0	148	165
2051	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	188	188	134	1,0	147	164
2052	0	0	0	0	0	0	1	670	866	5	3	186	186	131	1,0	147	164
2053	0	0	0	0	0	0	1	670	866	3	2	185	185	129	1,0	146	163
2054	0	0	0	1	0	0	1	670	866	3	3	184	184	127	1,0	143	162
2055	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	1	184	184	126	1,0	142	161
2056	0	0	0	0	0	0	0	670	866	5	3	182	182	123	1,0	143	158
2057	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	181	181	122	1,0	143	157
2058	0	0	0	0	0	0	1	670	866	3	1	179	148	121	1,0	142	156
2059	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	2	178	178	119	1,0	141	154
2060	0	0	0	0	0	0	1	670	866	2	0	176	176	119	1,0	141	153

Продолжение таблицы 4.1.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2061	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	175	175	118	1,0	140	151
2062	0	0	0	0	0	0	1	670	866	3	2	174	174	116	1,0	140	150
2063	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	172	172	116	1,0	139	148
2064	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	3	171	171	113	1,0	138	146
2065	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	170	170	113	1,0	138	145
2066	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	170	170	113	0,9	137	144
2067	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	2	169	169	111	0,9	137	142
2068	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	168	168	111	0,9	136	141
2069	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	1	168	168	110	0,9	135	139
2070	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	0	165	165	110	0,9	135	138
2071	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	164	164	110	0,9	134	137
2072	0	0	0	0	0	0	1	670	866	3	2	163	163	108	0,9	134	135
2073	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	161	161	108	0,9	133	134
2074	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	159	159	108	0,9	133	133
2075	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	158	158	107	0,9	132	131
2076	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	156	156	107	0,9	131	130
2077	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	154	154	107	0,9	131	129
2078	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	153	153	107	0,9	130	128
2079	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	0	150	150	107	0,9	130	127
2080	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	149	149	107	0,8	129	126
2081	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	148	148	106	0,8	129	125
2082	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	2	146	146	104	0,8	128	124
2083	0	0	0	0	0	0	1	670	866	1	0	145	145	104	0,8	128	123
2084	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	144	144	104	0,8	127	122
2085	0	0	0	0	0	0	1	670	866	2	0	142	142	104	0,8	127	122
2086	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	141	141	104	0,8	126	121
2087	0	0	0	0	0	0	0	670	866	85	56	112	112	48	0,9	128	102
2088	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	1	112	112	47	0,9	128	102
2089	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	112	112	47	0,8	128	101
2090	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	2	112	112	45	0,8	128	101
2091	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	112	112	45	0,8	128	101
2092	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	112	112	45	0,8	128	101
2093	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	112	112	45	0,8	128	101
2094	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	111	111	45	0,8	128	101
2095	0	0	0	0	0	0	1	670	866	2	1	110	110	44	0,8	125	100
2096	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,8	125	100
2097	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,8	125	100
2098	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,8	125	100
2099	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	100
2100	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	100
2101	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	100
2102	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	99
2103	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	99
2104	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	99
2105	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	0	106	106	44	0,9	110	99
2106	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	44	0,8	110	99
2107	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	44	0,8	110	99
2108	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	1	106	106	43	0,8	109	96
2109	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95
2110	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95

Продолжение таблицы 4.1.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2111	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95
2112	0	0	0	0	0	0	1	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95
2113	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95
2114	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	109	95
2115	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	109	95
2116	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	109	95
2117	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	95
2118	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	95
2119	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2120	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2121	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2122	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2123	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2124	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2125	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2126	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	94
2127	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	94
2128	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	94
2129	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	94
2130	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	93
2131	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	93
2132	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	93
2133	0	0	0	0	0	0	0	670	866	140	40	6	6	3	0,5	147	90
2134	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,5	147	90
2135	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,4	147	90
2136	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,4	147	90
2137	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,4	147	89
2138	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,4	146	89

Таблица 4.1.12 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИ нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводнен-ность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	170,7	0,3	3,2	43634,7	89,3	0,488	14028	14028	523366	523366	98,8	13308,2	496058,2	98	24,2	4015,3
2025	151,5	0,3	2,9	43786,2	89,6	0,490	13720	13720	537086	537086	98,9	12962,6	509020,8	98	23,9	4039,2
2026	134,0	0,3	2,6	43920,1	89,8	0,491	13267	13267	550353	550353	99,0	12528,9	521549,7	98	23,3	4062,5
2027	118,4	0,2	2,4	44038,5	90,1	0,493	12743	12743	563096	563096	99,1	12014,7	533564,4	97	22,2	4084,7
2028	105,6	0,2	2,2	44144,1	90,3	0,494	12278	12278	575374	575374	99,1	11500,8	545065,2	96	20,9	4105,6
2029	92,8	0,2	2,0	44236,9	90,5	0,495	11757	11757	587132	587132	99,2	11028,9	556094,1	96	19,9	4125,5
2030	82,8	0,2	1,8	44319,7	90,7	0,496	11446	11446	598578	598578	99,3	10676,6	566770,7	96	19,0	4144,5
2031	81,7	0,2	1,8	44401,5	90,8	0,497	11336	11336	609914	609914	99,3	10502,1	577272,8	92	18,9	4163,4
2032	80,6	0,2	1,8	44482,1	91,0	0,498	11228	11228	621142	621142	99,3	10393,8	587666,6	92	18,7	4182,1
2033	79,6	0,2	1,8	44561,7	91,2	0,499	11121	11121	632263	632263	99,3	10287,1	597953,7	92	18,5	4200,6
2034	78,5	0,2	1,8	44640,2	91,3	0,499	11015	11015	643278	643278	99,3	10182,0	608135,7	92	18,3	4218,9
2035	77,5	0,2	1,8	44717,7	91,5	0,500	10912	10912	654191	654191	99,3	10079,5	618215,2	92	18,2	4237,1
2036	76,5	0,2	1,8	44794,1	91,6	0,501	10811	10811	665002	665002	99,3	9978,6	628193,8	92	18,0	4255,0
2037	75,5	0,2	1,8	44869,6	91,8	0,502	10711	10711	675713	675713	99,3	9879,1	638072,9	92	17,8	4272,9
2038	74,5	0,2	1,9	44944,1	91,9	0,503	10613	10613	686326	686326	99,3	9781,0	647854,0	92	17,7	4290,5
2039	73,5	0,2	1,9	45017,6	92,1	0,504	10516	10516	696842	696842	99,3	9684,4	657538,3	92	17,5	4308,0
2040	72,6	0,1	1,9	45090,2	92,2	0,505	10420	10420	707262	707262	99,3	9589,1	667127,4	92	17,3	4325,3
2041	71,6	0,1	1,9	45161,8	92,4	0,505	10326	10326	717588	717588	99,3	9495,2	676622,6	92	17,2	4342,5
2042	70,7	0,1	1,9	45232,5	92,5	0,506	10233	10233	727822	727822	99,3	9402,6	686025,2	92	17,0	4359,5
2043	69,8	0,1	1,9	45302,3	92,7	0,507	10141	10141	737963	737963	99,3	9311,4	695336,6	92	16,9	4376,4
2044	68,9	0,1	1,9	45371,3	92,8	0,508	10052	10052	748015	748015	99,3	9222,7	704559,3	92	16,7	4393,1
2045	68,1	0,1	1,9	45439,3	93,0	0,508	9965	9965	757980	757980	99,3	9135,2	713694,5	92	16,6	4409,7
2046	67,2	0,1	2,0	45506,5	93,1	0,509	9878	9878	767858	767858	99,3	9049,1	722743,6	92	16,4	4426,1
2047	66,4	0,1	2,0	45572,9	93,2	0,510	9793	9793	777651	777651	99,3	8964,2	731707,8	92	16,3	4442,3
2048	65,5	0,1	2,0	45638,4	93,4	0,511	9709	9709	787359	787359	99,3	8880,5	740588,3	92	16,1	4458,4
2049	64,7	0,1	2,0	45703,1	93,5	0,511	9626	9626	796985	796985	99,3	8798,0	749386,2	92	16,0	4474,4
2050	63,9	0,1	2,0	45767,0	93,6	0,512	9544	9544	806529	806529	99,3	8716,7	758102,9	92	15,8	4490,2
2051	63,1	0,1	2,0	45830,1	93,8	0,513	9463	9463	815993	815993	99,3	8636,5	766739,5	92	15,7	4505,9
2052	62,3	0,1	2,0	45892,4	93,9	0,513	9384	9384	825377	825377	99,3	8557,6	775297,0	92	15,5	4521,5
2053	61,7	0,1	2,1	45954,1	94,0	0,514	9306	9306	834683	834683	99,3	8479,7	783776,8	92	15,4	4536,9
2054	61,0	0,1	2,1	46015,1	94,1	0,515	9229	9229	843911	843911	99,3	8403,0	792179,8	92	15,3	4552,1
2055	60,4	0,1	2,1	46075,5	94,3	0,516	9153	9153	853064	853064	99,3	8327,4	800507,2	92	15,1	4567,3
2056	59,7	0,1	2,1	46135,2	94,4	0,516	9078	9078	862142	862142	99,3	8252,9	808760,2	92	15,0	4582,3
2057	59,1	0,1	2,2	46194,4	94,5	0,517	9004	9004	871145	871145	99,3	8179,5	816939,7	92	14,9	4597,2
2058	58,5	0,1	2,2	46252,9	94,6	0,518	8931	8931	880076	880076	99,3	8107,1	825046,7	92	14,7	4611,9
2059	57,9	0,1	2,2	46310,8	94,7	0,518	8859	8859	888935	888935	99,3	8035,7	833082,4	92	14,6	4626,6
2060	57,2	0,1	2,2	46368,0	94,9	0,519	8788	8788	897724	897724	99,3	7965,4	841047,8	92	14,5	4641,0

Продолжение таблицы 4.1.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2061	56,6	0,1	2,3	46424,6	95,0	0,519	8718	8718	906442	906442	99,4	7896,0	848943,8	92	14,4	4655,4
2062	56,0	0,1	2,3	46480,6	95,1	0,520	8650	8650	915092	915092	99,4	7827,6	856771,5	92	14,2	4669,7
2063	55,4	0,1	2,3	46536,0	95,2	0,521	8582	8582	923673	923673	99,4	7760,3	864531,7	92	14,1	4683,8
2064	54,8	0,1	2,3	46590,8	95,3	0,521	8515	8515	932188	932188	99,4	7693,8	872225,6	92	14,0	4697,8
2065	54,2	0,1	2,4	46644,9	95,4	0,522	8449	8449	940637	940637	99,4	7628,4	879853,9	92	13,9	4711,7
2066	53,6	0,1	2,4	46698,5	95,5	0,523	8384	8384	949021	949021	99,4	7563,8	887417,7	92	13,8	4725,4
2067	53,0	0,1	2,4	46751,5	95,6	0,523	8320	8320	957341	957341	99,4	7500,2	894917,9	92	13,6	4739,0
2068	52,4	0,1	2,5	46803,9	95,7	0,524	8257	8257	965597	965597	99,4	7437,4	902355,3	92	13,5	4752,6
2069	51,8	0,1	2,5	46855,7	95,9	0,524	8194	8194	973792	973792	99,4	7375,6	909730,9	92	13,4	4766,0
2070	51,3	0,1	2,5	46907,0	96,0	0,525	8133	8133	981925	981925	99,4	7314,7	917045,6	92	13,3	4779,3
2071	50,7	0,1	2,6	46957,8	96,1	0,525	8072	8072	989997	989997	99,4	7254,6	924300,2	92	13,2	4792,4
2072	50,2	0,1	2,6	47007,9	96,2	0,526	8013	8013	998009	998009	99,4	7195,3	931495,5	92	13,1	4805,5
2073	49,6	0,1	2,6	47057,6	96,3	0,527	7954	7954	1005963	1005963	99,4	7136,9	938632,4	92	13,0	4818,5
2074	49,1	0,1	2,7	47106,7	96,4	0,527	7896	7896	1013859	1013859	99,4	7079,3	945711,7	92	12,8	4831,3
2075	48,6	0,1	2,7	47155,3	96,5	0,528	7838	7838	1021697	1021697	99,4	7022,6	952734,3	92	12,7	4844,0
2076	48,1	0,1	2,8	47203,4	96,6	0,528	7782	7782	1029479	1029479	99,4	6966,6	959700,9	92	12,6	4856,6
2077	47,6	0,1	2,8	47250,9	96,7	0,529	7726	7726	1037205	1037205	99,4	6911,4	966612,3	92	12,5	4869,2
2078	47,1	0,1	2,9	47298,0	96,8	0,529	7671	7671	1044876	1044876	99,4	6857,0	973469,4	92	12,4	4881,6
2079	46,6	0,1	2,9	47344,5	96,9	0,530	7617	7617	1052494	1052494	99,4	6803,4	980272,8	92	12,3	4893,9
2080	46,1	0,1	3,0	47390,6	96,9	0,530	7564	7564	1060058	1060058	99,4	6750,5	987023,3	92	12,2	4906,1
2081	45,6	0,1	3,1	47436,2	97,0	0,531	7511	7511	1067569	1067569	99,4	6698,4	993721,7	92	12,1	4918,2
2082	45,1	0,1	3,1	47481,3	97,1	0,531	7459	7459	1075028	1075028	99,4	6647,0	1000368,7	92	12,0	4930,2
2083	44,6	0,1	3,2	47525,9	97,2	0,532	7408	7408	1082436	1082436	99,4	6596,3	1006965,1	92	11,9	4942,1
2084	44,1	0,1	3,3	47570,1	97,3	0,532	7358	7358	1089794	1089794	99,4	6546,4	1013511,4	92	11,8	4953,9
2085	43,6	0,1	3,3	47613,7	97,4	0,533	7308	7308	1097102	1097102	99,4	6497,1	1020008,5	92	11,7	4965,6
2086	43,1	0,1	3,4	47656,9	97,5	0,533	7259	7259	1104361	1104361	99,4	6448,5	1026457,0	92	11,6	4977,2
2087	30,7	0,1	2,5	47687,5	97,6	0,534	4305	4305	1108666	1108666	99,3	3491,5	1029948,5	87	11,2	4988,4
2088	30,4	0,1	2,5	47718,0	97,6	0,534	4301	4301	1112967	1112967	99,3	3487,9	1033436,5	87	11,1	4999,5
2089	30,2	0,1	2,6	47748,2	97,7	0,534	4297	4297	1117264	1117264	99,3	3484,4	1036920,8	87	11,0	5010,6
2090	30,0	0,1	2,6	47778,2	97,7	0,535	4293	4293	1121557	1121557	99,3	3480,8	1040401,6	87	11,0	5021,5
2091	29,8	0,1	2,7	47807,9	97,8	0,535	4289	4289	1125845	1125845	99,3	3477,2	1043878,8	87	10,9	5032,4
2092	29,5	0,1	2,7	47837,5	97,9	0,535	4284	4284	1130130	1130130	99,3	3473,7	1047352,5	87	10,8	5043,2
2093	29,3	0,1	2,8	47866,8	97,9	0,536	4280	4280	1134410	1134410	99,3	3470,1	1050822,6	87	10,7	5053,9
2094	29,1	0,1	2,9	47895,8	98,0	0,536	4276	4276	1138686	1138686	99,3	3466,5	1054289,1	87	10,6	5064,5
2095	28,9	0,1	2,9	47924,7	98,0	0,536	4272	4272	1142958	1142958	99,3	3463,0	1057752,1	87	10,5	5075,0
2096	28,6	0,1	3,0	47953,3	98,1	0,537	4268	4268	1147226	1147226	99,3	3459,4	1061211,6	87	10,4	5085,4
2097	28,4	0,1	3,1	47981,8	98,2	0,537	4264	4264	1151490	1151490	99,3	3455,9	1064667,5	87	10,4	5095,8
2098	28,2	0,1	3,1	48010,0	98,2	0,537	4260	4260	1155750	1155750	99,3	3452,4	1068119,8	87	10,3	5106,1
2099	28,0	0,1	3,2	48038,0	98,3	0,537	4256	4256	1160006	1160006	99,3	3448,8	1071568,7	87	10,2	5116,3
2100	27,8	0,1	3,3	48065,8	98,3	0,538	4251	4251	1164257	1164257	99,3	3445,3	1075014,0	87	10,1	5126,4
2101	27,6	0,1	3,4	48093,4	98,4	0,538	4247	4247	1168504	1168504	99,4	3441,8	1078455,7	87	10,0	5136,4
2102	27,4	0,1	3,5	48120,8	98,4	0,538	4243	4243	1172748	1172748	99,4	3438,3	1081894,0	87	10,0	5146,4
2103	27,2	0,1	3,6	48147,9	98,5	0,539	4239	4239	1176987	1176987	99,4	3434,7	1085328,7	87	9,9	5156,2
2104	27,0	0,1	3,7	48174,9	98,6	0,539	4235	4235	1181222	1181222	99,4	3431,2	1088760,0	87	9,8	5166,0
2105	26,3	0,1	3,7	48201,3	98,6	0,539	4049	4049	1185271	1185271	99,3	3427,7	1092187,7	87	9,7	5175,7
2106	26,2	0,1	3,8	48227,4	98,7	0,540	4045	4045	1189316	1189316	99,4	3424,2	1095611,9	87	9,6	5185,3
2107	26,0	0,1	4,0	48253,4	98,7	0,540	4041	4041	1193357	1193357	99,4	3420,7	1099032,6	87	9,5	5194,8
2108	25,8	0,1	4,1	48279,1	98,8	0,540	4037	4037	1197393	1197393	99,4	3417,2	1102449,8	87	9,4	5204,2
2109	25,6	0,1	4,2	48304,7	98,8	0,540	4033	4033	1201426	1201426	99,4	3413,7	1105863,6	87	9,4	5213,5
2110	25,4	0,1	4,4	48330,1	98,9	0,541	4029	4029	1205455	1205455	99,4	3410,2	1109273,8	87	9,3	5222,8

Продолжение таблицы 4.1.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2111	25,2	0,1	4,6	48355,3	98,9	0,541	4025	4025	1209479	1209479	99,4	3406,8	1112680,6	87	9,2	5232,0
2112	25,0	0,1	4,8	48380,4	99,0	0,541	4021	4021	1213500	1213500	99,4	3403,3	1116083,9	87	9,1	5241,2
2113	24,9	0,1	5,0	48405,2	99,0	0,542	4017	4017	1217517	1217517	99,4	3399,8	1119483,7	87	9,1	5250,2
2114	24,7	0,1	5,2	48429,9	99,1	0,542	4013	4013	1221529	1221529	99,4	3396,3	1122880,0	87	9,0	5259,2
2115	24,5	0,1	5,4	48454,4	99,1	0,542	4009	4009	1225538	1225538	99,4	3392,9	1126272,9	87	8,9	5268,1
2116	24,3	0,0	5,7	48478,7	99,2	0,542	4005	4005	1229542	1229542	99,4	3389,4	1129662,3	87	8,9	5277,0
2117	24,2	0,0	6,0	48502,9	99,2	0,543	4001	4001	1233543	1233543	99,4	3386,0	1133048,3	87	8,8	5285,8
2118	24,0	0,0	6,3	48526,9	99,3	0,543	3997	3997	1237540	1237540	99,4	3382,5	1136430,8	87	8,7	5294,5
2119	23,8	0,0	6,7	48550,7	99,3	0,543	3993	3993	1241532	1241532	99,4	3379,1	1139809,9	87	8,7	5303,2
2120	23,6	0,0	7,1	48574,3	99,4	0,543	3989	3989	1245521	1245521	99,4	3375,6	1143185,5	87	8,6	5311,8
2121	23,5	0,0	7,6	48597,8	99,4	0,544	3985	3985	1249505	1249505	99,4	3372,2	1146557,6	87	8,5	5320,3
2122	23,3	0,0	8,2	48621,1	99,5	0,544	3981	3981	1253486	1253486	99,4	3368,7	1149926,4	87	8,5	5328,8
2123	23,1	0,0	8,9	48644,2	99,5	0,544	3977	3977	1257463	1257463	99,4	3365,3	1153291,7	87	8,4	5337,1
2124	23,0	0,0	9,7	48667,2	99,6	0,545	3973	3973	1261435	1261435	99,4	3361,9	1156653,6	87	8,3	5345,5
2125	22,8	0,0	10,6	48690,0	99,6	0,545	3969	3969	1265404	1265404	99,4	3358,4	1160012,0	87	8,3	5353,7
2126	22,5	0,0	11,7	48712,5	99,7	0,545	3965	3965	1269369	1269369	99,4	3355,0	1163367,0	87	8,1	5361,9
2127	22,2	0,0	13,1	48734,7	99,7	0,545	3961	3961	1273329	1273329	99,4	3351,5	1166718,4	87	8,0	5369,9
2128	21,8	0,0	14,8	48756,5	99,7	0,546	3957	3957	1277286	1277286	99,4	3348,0	1170066,4	87	7,9	5377,8
2129	21,5	0,0	17,1	48778,0	99,8	0,546	3953	3953	1281239	1281239	99,5	3344,5	1173410,8	87	7,7	5385,5
2130	21,1	0,0	20,3	48799,1	99,8	0,546	3949	3949	1285188	1285188	99,5	3341,0	1176751,8	87	7,6	5393,1
2131	20,7	0,0	25,0	48819,8	99,9	0,546	3945	3945	1289133	1289133	99,5	3337,5	1180089,3	87	7,5	5400,6
2132	20,4	0,0	32,8	48840,2	99,9	0,546	3941	3941	1293074	1293074	99,5	3334,0	1183423,2	87	7,3	5407,9
2133	7,4	0,0	17,7	48847,6	99,9	0,547	1135	1135	1294208	1294208	99,3	1138,8	1184562,1	97	2,2	5410,1
2134	7,2	0,0	21,0	48854,9	99,9	0,547	1133	1133	1295342	1295342	99,4	1137,6	1185699,6	97	2,1	5412,2
2135	7,0	0,0	25,9	48861,9	100,0	0,547	1132	1132	1296474	1296474	99,4	1136,3	1186835,9	97	2,1	5414,3
2136	6,9	0,0	34,1	48868,8	100,0	0,547	1131	1131	1297605	1297605	99,4	1135,1	1187971,0	97	2,0	5416,3
2137	6,7	0,0	50,6	48875,5	100,0	0,547	1130	1130	1298735	1298735	99,4	1133,9	1189104,9	97	2,0	5418,3
2138	6,5	0,0	100,0	48882,0	100,0	0,547	1129	1129	1299864	1299864	99,4	1132,6	1190237,6	97	1,9	5420,3

Таблица 4.1.13 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект I. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Год/дн	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод доб. скв. на другой объект	Перевод доб. скв. с других объектов	Ввод из бездейс-твия и других кате-горий	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд наг. скв. на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, м^3/сут
	Всего	Добывающих нефтяных	Нагнетательных							Всего	Нагнет.	Всего	Мех.	Всего	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	0	1	3	0	257	360	6	3	109	109	86	2,4	248,4	311,3
2025	0	0	0	2	2	0	1	257	360	5	3	103	103	85	2,2	258,9	308,3
2026	0	0	0	0	2	0	1	257	360	2	2	101	101	83	2,0	256,1	306,2
2027	0	0	0	0	1	0	0	257	360	2	2	100	100	81	1,9	265,7	304,3
2028	0	0	0	0	1	0	0	257	360	1	1	99	99	80	1,8	275,6	298,8
2029	0	0	0	0	0	1	1	257	360	2	1	99	99	79	1,5	267,4	293,4
2030	0	0	0	0	1	0	1	257	360	1	1	98	98	78	1,3	266,0	292,7
2031	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	96	96	77	1,3	262,5	292,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	94	94	76	1,3	240,0	291,4
2033	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	92	92	75	1,2	236,7	290,9
2034	0	0	0	0	0	0	1	257	360	3	1	90	90	74	1,2	235,9	287,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	88	88	73	1,2	235,2	287,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	86	86	72	1,2	232,2	286,6
2037	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	84	84	71	1,2	229,1	283,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	82	82	70	1,2	226,2	280,1
2039	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	80	80	69	1,1	223,3	279,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	78	78	68	1,1	220,4	276,8
2041	0	0	0	0	0	0	1	257	360	3	1	76	76	67	1,1	217,7	273,8
2042	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	74	74	66	1,1	215,0	270,8
2043	0	0	0	1	0	0	0	257	360	4	1	70	70	66	1,1	212,9	266,7
2044	0	0	0	0	0	0	0	257	360	3	1	68	68	65	1,1	210,3	266,8
2045	0	0	0	0	0	0	0	257	360	4	1	65	65	64	1,1	208,2	266,9
2046	0	0	0	0	0	0	1	257	360	3	1	63	63	63	1,1	205,8	264,2
2047	0	0	0	0	0	0	0	257	360	4	1	60	60	62	1,1	203,8	264,4
2048	0	0	0	0	0	0	0	257	360	2	1	59	59	61	1,1	201,2	261,8
2049	0	0	0	0	0	0	0	257	360	2	0	57	57	61	1,1	199,0	257,8
2050	0	0	0	0	0	0	1	257	360	2	0	55	55	61	1,1	196,9	254,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	1	55	55	60	1,1	193,9	254,3
2052	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	1	55	55	59	1,1	191,0	254,8
2053	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	1	55	55	58	1,1	188,2	252,4
2054	0	0	0	1	0	0	1	257	360	1	1	54	54	58	1,1	179,8	248,6
2055	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	1	54	54	57	1,1	177,1	246,4

Продолжение таблицы 4.1.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2056	0	0	0	0	0	0	0	257	360	2	1	53	53	56	1,1	174,8	244,2
2057	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	52	52	56	1,1	172,5	240,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	257	360	2	1	51	20	55	1,1	170,2	238,5
2059	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	50	50	55	1,1	168,0	234,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	49	49	55	1,1	165,9	231,4
2061	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	48	48	55	1,1	163,8	227,9
2062	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	47	47	55	1,1	161,7	224,5
2063	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	46	46	55	1,0	159,7	221,1
2064	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	45	45	55	1,0	157,7	217,8
2065	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	44	44	55	1,0	155,7	214,6
2066	0	0	0	0	0	0	0	257	360	0	0	44	44	55	1,0	153,4	211,3
2067	0	0	0	0	0	0	0	257	360	0	0	44	44	55	1,0	151,1	208,2
2068	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	43	43	55	1,0	149,2	205,0
2069	0	0	0	0	0	0	0	257	360	0	0	43	43	55	1,0	147,0	202,0
2070	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	42	42	55	1,0	145,2	198,9
2071	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	41	41	55	0,9	143,5	196,0
2072	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	40	40	55	0,9	141,8	193,0
2073	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	39	39	55	0,9	140,1	190,1
2074	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	38	38	55	0,9	138,5	187,3
2075	0	0	0	0	0	0	0	257	360	0	0	38	38	55	0,9	136,4	184,5
2076	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	37	37	55	0,8	134,9	181,7
2077	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	36	36	55	0,8	133,3	179,0
2078	0	0	0	0	0	0	0	257	360	0	0	36	36	55	0,8	131,3	176,3
2079	0	0	0	0	0	0	0	257	360	2	0	34	34	55	0,8	130,5	173,6
2080	0	0	0	0	0	0	0	257	360	0	0	34	34	55	0,7	128,5	171,0
2081	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	33	33	55	0,7	127,2	168,5
2082	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	32	32	55	0,7	125,8	165,9
2083	0	0	0	0	0	0	0	257	360	0	0	32	32	55	0,6	124,0	163,4
2084	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	31	31	55	0,6	122,7	161,0
2085	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	30	30	55	0,5	121,5	158,6
2086	0	0	0	0	0	0	0	257	360	1	0	29	29	55	0,5	120,4	156,2

Таблица 4.1.14 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект I. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	78,5	0,5	5,1	14403,2	90,8	0,513	8004,8	8004,8	266610,8	266610,8	99,0	7914,4	242775,6	99	1,1	172,42
2025	68,4	0,4	4,7	14471,5	91,2	0,515	7884,7	7884,7	274495,5	274495,5	99,1	7748,7	250524,3	98	1,0	173,39
2026	59,9	0,4	4,3	14531,4	91,6	0,518	7648,1	7648,1	282143,6	282143,6	99,2	7514,2	258038,5	98	0,9	174,32
2027	52,9	0,3	4,0	14584,3	91,9	0,520	7418,7	7418,7	289562,3	289562,3	99,3	7287,1	265325,6	98	0,9	175,22
2028	46,5	0,3	3,6	14630,8	92,2	0,521	7196,1	7196,1	296758,5	296758,5	99,4	7067,0	272392,6	98	0,9	176,08
2029	39,8	0,3	3,2	14670,6	92,5	0,523	6980,3	6980,3	303738,7	303738,7	99,4	6853,3	279245,9	98	0,8	176,89
2030	34,0	0,2	2,8	14704,6	92,7	0,524	6875,6	6875,6	310614,3	310614,3	99,5	6748,8	285994,8	98	0,8	177,66
2031	33,3	0,2	2,9	14737,9	92,9	0,525	6772,4	6772,4	317386,7	317386,7	99,5	6783,2	292778,0	100	0,8	178,42
2032	32,7	0,2	2,9	14770,6	93,1	0,526	6670,8	6670,8	324057,6	324057,6	99,5	6681,4	299459,4	100	0,7	179,17
2033	32,0	0,2	2,9	14802,6	93,3	0,527	6570,8	6570,8	330628,3	330628,3	99,5	6581,1	306040,5	100	0,7	179,90
2034	31,4	0,2	2,9	14833,9	93,5	0,528	6472,2	6472,2	337100,5	337100,5	99,5	6482,4	312522,9	100	0,7	180,61
2035	30,7	0,2	3,0	14864,7	93,7	0,530	6375,1	6375,1	343475,7	343475,7	99,5	6385,1	318908,0	100	0,7	181,31
2036	30,1	0,2	3,0	14894,8	93,9	0,531	6279,5	6279,5	349755,2	349755,2	99,5	6289,3	325197,3	100	0,7	182,00
2037	29,5	0,2	3,0	14924,3	94,1	0,532	6185,3	6185,3	355940,5	355940,5	99,5	6194,9	331392,1	100	0,7	182,67
2038	28,9	0,2	3,1	14953,2	94,2	0,533	6092,5	6092,5	362033,0	362033,0	99,5	6101,9	337494,0	100	0,7	183,33
2039	28,3	0,2	3,1	14981,6	94,4	0,534	6001,1	6001,1	368034,2	368034,2	99,5	6010,3	343504,4	100	0,6	183,98
2040	27,8	0,2	3,1	15009,3	94,6	0,535	5911,1	5911,1	373945,3	373945,3	99,5	5920,1	349424,5	100	0,6	184,61
2041	27,2	0,2	3,2	15036,6	94,8	0,536	5822,5	5822,5	379767,7	379767,7	99,5	5831,3	355255,8	100	0,6	185,23
2042	26,7	0,2	3,2	15063,2	94,9	0,537	5735,1	5735,1	385502,9	385502,9	99,5	5743,8	360999,5	100	0,6	185,84
2043	26,1	0,2	3,3	15089,4	95,1	0,538	5649,1	5649,1	391152,0	391152,0	99,5	5657,6	366657,1	100	0,6	186,44
2044	25,6	0,2	3,3	15115,0	95,3	0,538	5564,4	5564,4	396716,3	396716,3	99,5	5572,7	372229,7	100	0,6	187,02
2045	25,1	0,2	3,3	15140,1	95,4	0,539	5480,9	5480,9	402197,2	402197,2	99,5	5489,0	377718,8	100	0,6	187,60
2046	24,6	0,2	3,4	15164,7	95,6	0,540	5398,7	5398,7	407595,9	407595,9	99,5	5406,7	383125,4	100	0,6	188,16
2047	24,1	0,2	3,4	15188,8	95,7	0,541	5317,7	5317,7	412913,6	412913,6	99,5	5325,5	388450,9	100	0,6	188,71
2048	23,6	0,1	3,5	15212,5	95,9	0,542	5237,9	5237,9	418151,5	418151,5	99,5	5245,6	393696,5	100	0,5	189,25
2049	23,2	0,1	3,5	15235,6	96,0	0,543	5159,4	5159,4	423310,9	423310,9	99,6	5166,9	398863,4	100	0,5	189,77
2050	22,7	0,1	3,6	15258,3	96,2	0,544	5082,0	5082,0	428392,9	428392,9	99,6	5089,3	403952,7	100	0,5	190,29
2051	22,2	0,1	3,7	15280,6	96,3	0,544	5005,7	5005,7	433398,6	433398,6	99,6	5013,0	408965,7	100	0,5	190,80
2052	21,8	0,1	3,7	15302,4	96,4	0,545	4930,7	4930,7	438329,3	438329,3	99,6	4937,7	413903,4	100	0,5	191,30
2053	21,5	0,1	3,8	15323,8	96,6	0,546	4856,7	4856,7	443186,0	443186,0	99,6	4863,7	418767,1	100	0,5	191,79
2054	21,1	0,1	3,9	15345,0	96,7	0,547	4783,8	4783,8	447969,8	447969,8	99,6	4790,7	423557,8	100	0,5	192,27
2055	20,8	0,1	4,0	15365,8	96,8	0,547	4712,1	4712,1	452681,9	452681,9	99,6	4718,8	428276,6	100	0,5	192,74

Продолжение таблицы 4.1.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2056	20,5	0,1	4,1	15386,3	97,0	0,548	4641,4	4641,4	457323,3	457323,3	99,6	4648,1	432924,7	100	0,5	193,21
2057	20,2	0,1	4,2	15406,5	97,1	0,549	4571,8	4571,8	461895,1	461895,1	99,6	4578,3	437503,0	100	0,5	193,67
2058	19,9	0,1	4,3	15426,4	97,2	0,550	4503,2	4503,2	466398,3	466398,3	99,6	4509,7	442012,6	100	0,5	194,13
2059	19,6	0,1	4,5	15446,0	97,4	0,550	4435,7	4435,7	470834,0	470834,0	99,6	4442,0	446454,7	100	0,4	194,57
2060	19,3	0,1	4,6	15465,3	97,5	0,551	4369,1	4369,1	475203,1	475203,1	99,6	4375,4	450830,0	100	0,4	195,01
2061	18,9	0,1	4,7	15484,3	97,6	0,552	4303,6	4303,6	479506,7	479506,7	99,6	4309,7	455139,8	100	0,4	195,45
2062	18,6	0,1	4,9	15502,9	97,7	0,552	4239,0	4239,0	483745,7	483745,7	99,6	4245,1	459384,8	100	0,4	195,87
2063	18,3	0,1	5,0	15521,2	97,8	0,553	4175,5	4175,5	487921,2	487921,2	99,6	4181,4	463566,2	100	0,4	196,29
2064	18,0	0,1	5,2	15539,2	97,9	0,554	4112,8	4112,8	492034,0	492034,0	99,6	4118,7	467684,9	100	0,4	196,70
2065	17,7	0,1	5,4	15556,9	98,1	0,554	4051,1	4051,1	496085,1	496085,1	99,6	4056,9	471741,7	100	0,4	197,10
2066	17,4	0,1	5,6	15574,3	98,2	0,555	3990,4	3990,4	500075,5	500075,5	99,6	3996,0	475737,7	100	0,4	197,50
2067	17,1	0,1	5,9	15591,4	98,3	0,555	3930,5	3930,5	504006,0	504006,0	99,6	3936,0	479673,8	100	0,4	197,89
2068	16,8	0,1	6,1	15608,2	98,4	0,556	3871,5	3871,5	507877,5	507877,5	99,6	3877,0	483550,8	100	0,4	198,27
2069	16,5	0,1	6,4	15624,7	98,5	0,557	3813,5	3813,5	511691,0	511691,0	99,6	3818,8	487369,6	100	0,4	198,65
2070	16,2	0,1	6,7	15640,9	98,6	0,557	3756,3	3756,3	515447,3	515447,3	99,6	3761,5	491131,1	100	0,4	199,02
2071	16,0	0,1	7,1	15656,9	98,7	0,558	3699,9	3699,9	519147,2	519147,2	99,6	3705,1	494836,2	100	0,4	199,38
2072	15,7	0,1	7,5	15672,6	98,8	0,558	3644,4	3644,4	522791,6	522791,6	99,6	3649,5	498485,7	100	0,4	199,74
2073	15,4	0,1	8,0	15688,0	98,9	0,559	3589,8	3589,8	526381,4	526381,4	99,6	3594,8	502080,5	100	0,4	200,09
2074	15,2	0,1	8,5	15703,2	99,0	0,559	3535,9	3535,9	529917,3	529917,3	99,6	3540,8	505621,3	100	0,3	200,44
2075	14,9	0,1	9,2	15718,1	99,1	0,560	3482,9	3482,9	533400,2	533400,2	99,6	3487,7	509109,0	100	0,3	200,78
2076	14,7	0,1	9,9	15732,7	99,2	0,560	3430,6	3430,6	536830,8	536830,8	99,6	3435,4	512544,4	100	0,3	201,11
2077	14,4	0,1	10,8	15747,1	99,3	0,561	3379,2	3379,2	540210,0	540210,0	99,6	3383,8	515928,3	100	0,3	201,44
2078	14,2	0,1	11,9	15761,3	99,3	0,561	3328,5	3328,5	543538,5	543538,5	99,6	3333,1	519261,3	100	0,3	201,77
2079	13,9	0,1	13,3	15775,2	99,4	0,562	3278,6	3278,6	546817,0	546817,0	99,6	3283,1	522544,4	100	0,3	202,08
2080	13,7	0,1	15,1	15788,9	99,5	0,562	3229,4	3229,4	550046,4	550046,4	99,6	3233,8	525778,2	100	0,3	202,39
2081	13,4	0,1	17,4	15802,3	99,6	0,563	3180,9	3180,9	553227,4	553227,4	99,6	3185,3	528963,5	100	0,3	202,70
2082	13,2	0,1	20,8	15815,6	99,7	0,563	3133,2	3133,2	556360,6	556360,6	99,6	3137,5	532101,0	100	0,3	203,00
2083	13,0	0,1	25,8	15828,6	99,8	0,564	3086,2	3086,2	559446,8	559446,8	99,6	3090,4	535191,5	100	0,3	203,30
2084	12,7	0,1	34,0	15841,3	99,8	0,564	3039,9	3039,9	562486,8	562486,8	99,6	3044,1	538235,5	100	0,3	203,59
2085	12,5	0,1	50,5	15853,8	99,9	0,565	2994,3	2994,3	565481,1	565481,1	99,6	2998,4	541233,9	100	0,3	203,87
2086	12,2	0,1	100,0	15866,0	100,0	0,565	2949,4	2949,4	568430,5	568430,5	99,6	2953,4	544187,3	100	0,3	204,15

Таблица 4.1.15 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект II. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод доб. скв. на другой объект	Перевод доб. скв. с других объектов	Ввод из бездейс-твия и других кате-горий	Фонд скв. с начала разра-ботки	Экспл. бурение с начала разра-ботки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, м^3/сут
	всего	добывающих нефтяных	нагнетательных							всего	нагнет.	всего	мех.	всего	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	7	3	7	1	322	413	4	4	137	137	61	1,9	101,2	181,6
2025	0	0	0	4	0	3	1	322	413	2	2	136	136	63	1,8	105,4	157,5
2026	0	0	0	0	0	3	2	322	413	2	2	139	139	61	1,6	100,0	155,6
2027	0	0	0	0	0	2	2	322	413	2	2	141	141	59	1,4	99,2	154,7
2028	0	0	0	1	1	1	1	322	413	2	2	140	140	58	1,2	94,4	149,7
2029	0	0	0	0	1	1	0	322	413	0	0	140	140	58	1,1	89,3	140,6
2030	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	140	140	58	1,0	84,1	132,4
2031	0	0	0	0	0	0	0	322	413	2	0	138	138	58	1,0	83,7	123,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	322	413	3	0	135	135	58	1,0	81,6	123,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	134	134	58	1,0	80,5	123,5
2034	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	133	133	58	1,0	79,5	123,3
2035	0	0	0	0	0	0	0	322	413	2	2	133	133	56	1,0	78,6	123,2
2036	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	133	133	56	1,0	77,7	123,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	133	133	56	1,0	77,7	122,9
2038	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	133	133	56	1,0	77,6	122,8
2039	0	0	0	0	0	0	0	322	413	2	1	132	132	55	1,0	77,3	121,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	132	132	55	1,0	77,2	121,8
2041	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	131	131	55	1,0	76,2	121,7
2042	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	131	131	55	1,0	76,1	121,5
2043	0	0	0	0	0	0	0	322	413	2	1	130	130	54	1,0	75,8	120,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	322	413	4	0	126	126	54	0,9	74,8	120,5
2045	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	126	126	54	0,9	73,9	120,4
2046	0	0	0	0	0	0	1	322	413	2	1	125	125	53	0,9	73,6	119,5
2047	0	0	0	0	0	0	0	322	413	4	2	123	123	51	0,9	73,9	117,7
2048	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	122	122	51	0,9	73,6	117,5
2049	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	121	121	51	0,9	73,3	117,4
2050	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	121	121	50	1,0	72,4	116,4
2051	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	120	120	50	1,0	72,0	116,3
2052	0	0	0	0	0	0	0	322	413	2	0	118	118	50	1,0	72,3	116,2
2053	0	0	0	0	0	0	1	322	413	2	1	117	117	49	1,0	72,0	115,1
2054	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	117	117	49	0,9	71,0	115,0
2055	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	117	117	49	0,9	70,1	114,9
2056	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	116	116	49	0,9	76,8	114,7
2057	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	116	116	48	0,9	76,7	113,7
2058	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	116	116	48	0,9	76,6	113,6
2059	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	116	116	48	0,9	76,6	113,4
2060	0	0	0	0	0	0	1	322	413	1	0	115	115	48	0,9	76,3	113,3

Продолжение таблицы 4.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2061	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	115	115	47	0,9	76,2	112,2
2062	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	115	115	47	0,9	76,1	112,1
2063	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	114	114	47	0,9	76,7	112,0
2064	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	114	114	46	0,9	75,7	110,8
2065	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	114	114	46	0,9	75,7	110,7
2066	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	114	114	46	0,9	75,6	110,6
2067	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	113	113	46	0,9	75,3	110,5
2068	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	113	113	46	0,9	75,2	110,4
2069	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	113	113	45	0,8	74,2	109,2
2070	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	112	112	45	0,8	73,9	109,1
2071	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	112	112	45	0,8	73,8	108,9
2072	0	0	0	0	0	0	1	322	413	0	0	112	112	45	0,8	73,8	108,8
2073	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	111	111	45	0,8	73,5	108,7
2074	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	110	110	45	0,8	73,1	108,6
2075	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	110	110	44	0,8	73,1	107,4
2076	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	109	109	44	0,8	72,7	107,3
2077	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	108	108	44	0,8	72,4	107,1
2078	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	107	107	44	0,8	72,1	107,0
2079	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	106	106	44	0,8	71,7	106,9
2080	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	105	105	44	0,8	71,4	106,8
2081	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	105	105	43	0,8	70,4	105,5
2082	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	104	104	43	0,8	70,0	105,4
2083	0	0	0	0	0	0	1	322	413	1	0	103	103	43	0,8	69,7	105,3
2084	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	103	103	43	0,8	69,6	105,2
2085	0	0	0	0	0	0	1	322	413	1	0	102	102	43	0,8	69,2	105,1
2086	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	102	102	43	0,8	69,2	105,0
2087	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	102	102	42	0,8	69,1	103,7
2088	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	1	102	102	41	0,8	69,0	102,3
2089	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	102	102	41	0,8	69,0	102,2
2090	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	102	102	41	0,8	68,9	102,1
2091	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	102	102	41	0,7	68,8	102,0
2092	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	102	102	41	0,7	68,7	101,9
2093	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	102	102	41	0,7	68,7	101,8
2094	0	0	0	0	0	0	0	322	413	1	0	101	101	41	0,7	68,3	101,7
2095	0	0	0	0	0	0	1	322	413	1	1	101	101	40	0,7	68,2	100,3
2096	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	68,2	100,1
2097	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	68,1	100,0
2098	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	68,0	99,9
2099	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	68,0	99,8
2100	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	67,9	99,7
2101	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	67,8	99,6
2102	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	67,8	99,5
2103	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	67,7	99,4
2104	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	67,6	99,3
2105	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,7	67,6	99,2
2106	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,5	99,1
2107	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,4	99,0
2108	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,4	98,9
2109	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,3	98,8
2110	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,2	98,7

Продолжение таблицы 4.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2111	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,2	98,6
2112	0	0	0	0	0	0	1	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,1	98,5
2113	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,0	98,4
2114	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	67,0	98,3
2115	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	66,9	98,2
2116	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	66,8	98,1
2117	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	66,8	98,0
2118	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	66,7	97,9
2119	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	66,6	97,8
2120	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	66,6	97,7
2121	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	66,5	97,6
2122	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,6	66,4	97,5
2123	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	66,4	97,4
2124	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	66,3	97,3
2125	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	66,2	97,2
2126	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	66,2	97,1
2127	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	66,1	97,0
2128	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	66,0	96,9
2129	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	66,0	96,8
2130	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	65,9	96,7
2131	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	65,8	96,6
2132	0	0	0	0	0	0	0	322	413	0	0	101	101	40	0,5	65,8	96,5

Таблица 4.1.16 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект II. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИ нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компенсация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	75,4	0,2	2,6	19562	87,5	0,471	4101	4101	157084	157084	98,2	3119	146858	75,3	18,6	2565
2025	68,3	0,2	2,4	19630	87,8	0,473	4002	4002	161087	161087	98,3	3072	149930	76,0	18,6	2584
2026	60,9	0,1	2,2	19691	88,0	0,474	3882	3882	164969	164969	98,4	3017	152947	77,0	18,5	2602
2027	53,8	0,1	2,0	19745	88,3	0,475	3688	3688	168657	168657	98,5	2901	155848	78,0	17,9	2620
2028	48,3	0,1	1,8	19793	88,5	0,477	3486	3486	172143	172143	98,6	2741	158589	78,0	17,0	2637
2029	43,0	0,1	1,7	19836	88,7	0,478	3299	3299	175442	175442	98,7	2592	161182	78,0	16,3	2653
2030	39,3	0,1	1,6	19875	88,9	0,479	3107	3107	178548	178548	98,7	2441	163623	78,0	15,6	2669
2031	38,9	0,1	1,6	19914	89,0	0,479	3104	3104	181652	181652	98,7	2438	166061	78,0	15,4	2684
2032	38,5	0,1	1,6	19953	89,2	0,480	3100	3100	184752	184752	98,8	2436	168497	78,0	15,3	2700
2033	38,2	0,1	1,6	19991	89,4	0,481	3097	3097	187850	187850	98,8	2433	170930	78,0	15,1	2715
2034	37,8	0,1	1,6	20029	89,5	0,482	3094	3094	190944	190944	98,8	2431	173361	78,0	15,0	2730
2035	37,4	0,1	1,6	20066	89,7	0,483	3091	3091	194035	194035	98,8	2428	175789	78,0	14,8	2744
2036	37,0	0,1	1,6	20103	89,9	0,484	3088	3088	197123	197123	98,8	2426	178215	78,0	14,7	2759
2037	36,7	0,1	1,6	20140	90,0	0,485	3085	3085	200208	200208	98,8	2423	180637	78,0	14,5	2774
2038	36,3	0,1	1,6	20176	90,2	0,486	3082	3082	203290	203290	98,8	2420	183058	78,0	14,4	2788
2039	35,9	0,1	1,6	20212	90,4	0,487	3079	3079	206369	206369	98,8	2418	185476	78,0	14,2	2802
2040	35,6	0,1	1,7	20248	90,5	0,488	3076	3076	209445	209445	98,8	2415	187891	78,0	14,1	2816
2041	35,2	0,1	1,7	20283	90,7	0,488	3073	3073	212518	212518	98,9	2413	190304	78,0	13,9	2830
2042	34,9	0,1	1,7	20318	90,8	0,489	3070	3070	215587	215587	98,9	2410	192714	78,0	13,8	2844
2043	34,5	0,1	1,7	20352	91,0	0,490	3067	3067	218654	218654	98,9	2408	195121	78,0	13,7	2858
2044	34,2	0,1	1,7	20386	91,1	0,491	3063	3063	221717	221717	98,9	2405	197526	78,0	13,5	2871
2045	33,8	0,1	1,7	20420	91,3	0,492	3060	3060	224778	224778	98,9	2402	199929	78,0	13,4	2885
2046	33,5	0,1	1,7	20454	91,4	0,492	3057	3057	227835	227835	98,9	2400	202329	78,0	13,3	2898
2047	33,1	0,1	1,7	20487	91,6	0,493	3054	3054	230889	230889	98,9	2397	204726	78,0	13,1	2911
2048	32,8	0,1	1,7	20520	91,7	0,494	3051	3051	233941	233941	98,9	2395	207121	78,0	13,0	2924
2049	32,5	0,1	1,8	20552	91,9	0,495	3048	3048	236989	236989	98,9	2392	209513	78,0	12,9	2937
2050	32,2	0,1	1,8	20584	92,0	0,496	3045	3045	240034	240034	98,9	2390	211903	78,0	12,7	2950
2051	31,8	0,1	1,8	20616	92,2	0,496	3042	3042	243076	243076	99,0	2387	214290	78,0	12,6	2962
2052	31,5	0,1	1,8	20648	92,3	0,497	3039	3039	246115	246115	99,0	2385	216675	78,0	12,5	2975
2053	31,2	0,1	1,8	20679	92,5	0,498	3036	3036	249151	249151	99,0	2382	219057	78,0	12,4	2987
2054	30,9	0,1	1,8	20710	92,6	0,499	3033	3033	252184	252184	99,0	2380	221437	78,0	12,2	2999
2055	30,6	0,1	1,8	20740	92,7	0,499	3030	3030	255214	255214	99,0	2377	223814	78,0	12,1	3011
2056	30,3	0,1	1,9	20771	92,9	0,500	3027	3027	258241	258241	99,0	2375	226189	78,0	12,0	3023
2057	30,0	0,1	1,9	20801	93,0	0,501	3024	3024	261265	261265	99,0	2372	228561	78,0	11,9	3035
2058	29,7	0,1	1,9	20830	93,1	0,502	3021	3021	264286	264286	99,0	2370	230931	78,0	11,8	3047
2059	29,4	0,1	1,9	20860	93,3	0,502	3018	3018	267303	267303	99,0	2367	233298	78,0	11,6	3059
2060	29,1	0,1	1,9	20889	93,4	0,503	3015	3015	270318	270318	99,0	2365	235663	78,0	11,5	3070

Продолжение таблицы 4.1.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2061	28,8	0,1	1,9	20918	93,5	0,504	3012	3012	273330	273330	99,0	2362	238025	78,0	11,4	3082
2062	28,5	0,1	2,0	20946	93,6	0,504	3009	3009	276339	276339	99,1	2360	240385	78,0	11,3	3093
2063	28,2	0,1	2,0	20974	93,8	0,505	3006	3006	279345	279345	99,1	2357	242742	78,0	11,2	3104
2064	27,9	0,1	2,0	21002	93,9	0,506	3003	3003	282347	282347	99,1	2355	245097	78,0	11,1	3115
2065	27,7	0,1	2,0	21030	94,0	0,506	3000	3000	285347	285347	99,1	2352	247450	78,0	11,0	3126
2066	27,4	0,1	2,0	21057	94,1	0,507	2997	2997	288344	288344	99,1	2350	249799	78,0	10,8	3137
2067	27,1	0,1	2,1	21085	94,3	0,508	2994	2994	291338	291338	99,1	2347	252147	78,0	10,7	3148
2068	26,8	0,1	2,1	21111	94,4	0,508	2991	2991	294329	294329	99,1	2345	254492	78,0	10,6	3158
2069	26,6	0,1	2,1	21138	94,5	0,509	2988	2988	297316	297316	99,1	2343	256834	78,0	10,5	3169
2070	26,3	0,1	2,1	21164	94,6	0,510	2985	2985	300301	300301	99,1	2340	259175	78,0	10,4	3179
2071	26,0	0,1	2,2	21190	94,7	0,510	2982	2982	303283	303283	99,1	2338	261512	78,0	10,3	3190
2072	25,8	0,1	2,2	21216	94,9	0,511	2979	2979	306262	306262	99,1	2335	263847	78,0	10,2	3200
2073	25,5	0,1	2,2	21242	95,0	0,511	2976	2976	309238	309238	99,1	2333	266180	78,0	10,1	3210
2074	25,3	0,1	2,2	21267	95,1	0,512	2973	2973	312211	312211	99,1	2330	268510	78,0	10,0	3220
2075	25,0	0,1	2,3	21292	95,2	0,513	2970	2970	315180	315180	99,2	2328	270838	78,0	9,9	3230
2076	24,8	0,1	2,3	21317	95,3	0,513	2967	2967	318147	318147	99,2	2325	273164	78,0	9,8	3240
2077	24,5	0,1	2,3	21341	95,4	0,514	2964	2964	321111	321111	99,2	2323	275487	78,0	9,7	3249
2078	24,3	0,1	2,4	21365	95,5	0,514	2961	2961	324072	324072	99,2	2321	277807	78,0	9,6	3259
2079	24,0	0,1	2,4	21389	95,6	0,515	2958	2958	327030	327030	99,2	2318	280126	78,0	9,5	3268
2080	23,8	0,1	2,4	21413	95,7	0,516	2955	2955	329986	329986	99,2	2316	282441	78,0	9,4	3278
2081	23,6	0,1	2,5	21437	95,8	0,516	2952	2952	332938	332938	99,2	2313	284755	78,0	9,3	3287
2082	23,3	0,1	2,5	21460	95,9	0,517	2949	2949	335887	335887	99,2	2311	287066	78,0	9,2	3296
2083	23,1	0,1	2,5	21483	96,0	0,517	2946	2946	338833	338833	99,2	2309	289374	78,0	9,1	3306
2084	22,9	0,1	2,6	21506	96,2	0,518	2943	2943	341776	341776	99,2	2306	291680	78,0	9,1	3315
2085	22,6	0,1	2,6	21529	96,3	0,518	2940	2940	344717	344717	99,2	2304	293984	78,0	9,0	3324
2086	22,4	0,1	2,7	21551	96,4	0,519	2937	2937	347654	347654	99,2	2301	296285	78,0	8,9	3332
2087	22,2	0,1	2,7	21573	96,5	0,519	2934	2934	350589	350589	99,2	2299	298584	78,0	8,8	3341
2088	22,0	0,1	2,8	21595	96,5	0,520	2932	2932	353520	353520	99,3	2297	300881	78,0	8,7	3350
2089	21,7	0,1	2,8	21617	96,6	0,520	2929	2929	356449	356449	99,3	2294	303175	78,0	8,6	3359
2090	21,5	0,1	2,9	21638	96,7	0,521	2926	2926	359374	359374	99,3	2292	305467	78,0	8,5	3367
2091	21,3	0,1	2,9	21660	96,8	0,522	2923	2923	362297	362297	99,3	2289	307756	78,0	8,4	3376
2092	21,1	0,1	3,0	21681	96,9	0,522	2920	2920	365217	365217	99,3	2287	310043	78,0	8,4	3384
2093	20,9	0,1	3,0	21702	97,0	0,523	2917	2917	368134	368134	99,3	2285	312328	78,0	8,3	3392
2094	20,7	0,0	3,1	21722	97,1	0,523	2914	2914	371048	371048	99,3	2282	314610	78,0	8,2	3400
2095	20,5	0,0	3,2	21743	97,2	0,524	2911	2911	373959	373959	99,3	2280	316890	78,0	8,1	3408
2096	20,3	0,0	3,2	21763	97,3	0,524	2908	2908	376867	376867	99,3	2278	319168	78,0	8,0	3416
2097	20,1	0,0	3,3	21783	97,4	0,524	2905	2905	379772	379772	99,3	2275	321443	78,0	7,9	3424
2098	19,9	0,0	3,4	21803	97,5	0,525	2902	2902	382675	382675	99,3	2273	323716	78,0	7,9	3432
2099	19,7	0,0	3,5	21823	97,6	0,525	2899	2899	385574	385574	99,3	2270	325986	78,0	7,8	3440
2100	19,5	0,0	3,6	21842	97,7	0,526	2897	2897	388471	388471	99,3	2268	328254	78,0	7,7	3448
2101	19,3	0,0	3,7	21861	97,7	0,526	2894	2894	391364	391364	99,3	2266	330520	78,0	7,6	3455
2102	19,1	0,0	3,8	21881	97,8	0,527	2891	2891	394255	394255	99,3	2263	332784	78,0	7,6	3463
2103	18,9	0,0	3,9	21899	97,9	0,527	2888	2888	397143	397143	99,3	2261	335045	78,0	7,5	3470
2104	18,7	0,0	4,0	21918	98,0	0,528	2885	2885	400028	400028	99,4	2259	337304	78,0	7,4	3478
2105	18,5	0,0	4,1	21937	98,1	0,528	2882	2882	402910	402910	99,4	2256	339560	78,0	7,3	3485
2106	18,3	0,0	4,3	21955	98,2	0,529	2879	2879	405789	405789	99,4	2254	341814	78,0	7,3	3492
2107	18,1	0,0	4,4	21973	98,2	0,529	2876	2876	408666	408666	99,4	2252	344066	78,0	7,2	3500
2108	18,0	0,0	4,6	21991	98,3	0,529	2873	2873	411539	411539	99,4	2249	346315	78,0	7,1	3507
2109	17,8	0,0	4,7	22009	98,4	0,530	2871	2871	414410	414410	99,4	2247	348562	78,0	7,0	3514
2110	17,6	0,0	4,9	22026	98,5	0,530	2868	2868	417277	417277	99,4	2245	350807	78,0	7,0	3521

Продолжение таблицы 4.1.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2111	17,4	0,0	5,1	22044	98,6	0,531	2865	2865	420142	420142	99,4	2242	353050	78,0	6,9	3528
2112	17,2	0,0	5,3	22061	98,6	0,531	2862	2862	423004	423004	99,4	2240	355290	78,0	6,8	3534
2113	17,1	0,0	5,6	22078	98,7	0,532	2859	2859	425863	425863	99,4	2238	357528	78,0	6,8	3541
2114	16,9	0,0	5,9	22095	98,8	0,532	2856	2856	428720	428720	99,4	2236	359763	78,0	6,7	3548
2115	16,7	0,0	6,2	22112	98,9	0,532	2853	2853	431573	431573	99,4	2233	361997	78,0	6,6	3554
2116	16,6	0,0	6,5	22128	98,9	0,533	2851	2851	434424	434424	99,4	2231	364228	78,0	6,6	3561
2117	16,4	0,0	6,9	22145	99,0	0,533	2848	2848	437271	437271	99,4	2229	366456	78,0	6,5	3568
2118	16,2	0,0	7,3	22161	99,1	0,534	2845	2845	440116	440116	99,4	2226	368683	78,0	6,4	3574
2119	16,1	0,0	7,8	22177	99,2	0,534	2842	2842	442958	442958	99,4	2224	370907	78,0	6,4	3580
2120	15,9	0,0	8,4	22193	99,2	0,534	2839	2839	445797	445797	99,4	2222	373128	78,0	6,3	3587
2121	15,8	0,0	9,1	22209	99,3	0,535	2836	2836	448634	448634	99,4	2219	375348	78,0	6,2	3593
2122	15,6	0,0	9,9	22224	99,4	0,535	2833	2833	451467	451467	99,4	2217	377565	78,0	6,2	3599
2123	15,4	0,0	10,8	22240	99,4	0,535	2831	2831	454298	454298	99,5	2215	379780	78,0	6,1	3605
2124	15,3	0,0	12,0	22255	99,5	0,536	2828	2828	457126	457126	99,5	2213	381993	78,0	6,1	3611
2125	15,1	0,0	13,5	22270	99,6	0,536	2825	2825	459951	459951	99,5	2210	384203	78,0	6,0	3617
2126	14,8	0,0	15,3	22285	99,6	0,537	2822	2822	462773	462773	99,5	2208	386411	78,0	5,9	3623
2127	14,5	0,0	17,7	22300	99,7	0,537	2819	2819	465592	465592	99,5	2206	388617	78,0	5,8	3629
2128	14,2	0,0	21,0	22314	99,8	0,537	2817	2817	468409	468409	99,5	2203	390820	78,0	5,6	3634
2129	13,8	0,0	26,0	22328	99,8	0,538	2814	2814	471222	471222	99,5	2201	393021	78,0	5,5	3640
2130	13,5	0,0	34,2	22341	99,9	0,538	2811	2811	474033	474033	99,5	2199	395220	78,0	5,3	3645
2131	13,1	0,0	50,6	22354	99,9	0,538	2808	2808	476841	476841	99,5	2196	397416	78,0	5,2	3650
2132	12,8	0,0	100,0	22367	100,0	0,539	2805	2805	479647	479647	99,5	2194	399610	78,0	5,1	3656

Таблица 4.1.17 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект III. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Год	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод доб. скв. на другой объект	Перевод доб. скв. с других объектов	Ввод из бездейс-твия и других кате-горий	Фонд скв. с начала разра-ботки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, м^3/сут
	Всего	Добывающих нефтяных	Нагнетательных							Всего	Нагнет.	Всего	Мех.	всего	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	0	6	0	0	71	91	2	0	24	24	27	2,3	254,1	242,2
2025	0	0	0	0	1	0	0	71	91	0	0	23	23	27	2,1	253,6	228,1
2026	0	0	0	0	1	0	0	71	91	0	0	22	22	27	1,9	226,7	212,7
2027	0	0	0	0	1	0	1	71	91	1	0	20	20	27	1,9	225,0	194,5
2028	0	0	0	0	0	0	1	71	91	1	0	19	19	27	1,8	221,5	180,3
2029	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	0	18	18	27	1,7	219,1	168,6
2030	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	18	18	27	1,6	197,1	158,3
2031	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	18	18	27	1,6	196,5	136,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	18	18	27	1,6	195,9	135,9
2033	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	0	17	17	27	1,6	194,2	135,5
2034	0	0	0	0	0	0	1	71	91	0	0	17	17	27	1,6	193,7	135,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	0	16	16	27	1,6	192,0	134,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	0	15	15	27	1,6	190,2	134,6
2037	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	15	15	27	1,6	189,8	134,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	0	14	14	27	1,6	187,8	134,0
2039	0	0	0	1	0	0	0	71	91	1	0	12	12	28	1,5	187,0	130,9
2040	0	0	0	0	0	0	1	71	91	1	1	12	12	27	1,5	186,6	133,5
2041	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	12	12	27	1,5	186,2	133,2
2042	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	1	13	13	26	1,4	171,5	130,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	13	13	26	1,4	171,2	129,7
2044	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	13	13	26	1,4	171,0	129,6
2045	0	0	0	0	0	0	1	71	91	1	0	12	12	26	1,4	167,6	129,4
2046	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	1	12	12	25	1,4	167,5	126,1
2047	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	12	12	25	1,4	167,3	126,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	12	12	23	1,4	167,1	127,7
2049	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	12	12	23	1,4	167,0	127,5
2050	0	0	0	1	0	0	0	71	91	1	0	10	10	24	1,4	166,8	124,2
2051	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	10	10	24	1,4	166,6	122,0
2052	0	0	0	0	0	0	1	71	91	2	2	10	10	22	1,4	166,5	121,5
2053	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	10	10	22	1,4	166,3	121,4
2054	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	10	10	20	1,4	166,1	120,9
2055	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	10	10	20	1,4	166,0	120,8
2056	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	10	10	18	1,4	165,8	115,6
2057	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	10	10	18	1,4	165,6	115,5
2058	0	0	0	0	0	0	1	71	91	1	0	9	9	18	1,4	165,5	115,3
2059	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	9	9	16	1,4	165,3	114,1
2060	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	9	9	16	1,4	165,1	114,0

Продолжение таблицы 4.1.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2061	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	9	9	16	1,4	165,0	113,9
2062	0	0	0	0	0	0	1	71	91	2	2	9	9	14	1,4	164,8	112,3
2063	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	9	9	14	1,4	164,6	112,1
2064	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	9	9	12	1,4	164,5	110,1
2065	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	9	9	12	1,4	164,3	110,0
2066	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	9	9	12	1,4	164,1	109,9
2067	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	9	9	10	1,4	164,0	107,0
2068	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	9	9	10	1,4	163,8	106,9
2069	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	9	9	10	1,4	163,7	106,8
2070	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	0	8	8	10	1,4	163,5	106,7
2071	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	8	8	10	1,4	163,3	106,6
2072	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	8	8	8	1,4	163,2	102,4
2073	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	8	8	8	1,4	163,0	102,3
2074	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	8	8	8	1,4	162,8	102,2
2075	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	0	7	7	8	1,4	162,7	102,1
2076	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	8	1,4	162,5	102,0
2077	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	8	1,4	162,3	101,9
2078	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	8	1,4	162,2	101,8
2079	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	8	1,4	162,0	101,7
2080	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	8	1,4	161,9	101,6
2081	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	8	1,4	161,7	101,5
2082	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	7	7	6	1,4	161,5	101,3
2083	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	6	1,4	161,4	101,2
2084	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	6	1,4	161,2	101,1
2085	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	6	1,4	161,1	101,0
2086	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	6	1,4	160,9	100,9
2087	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	6	1,4	160,7	100,8
2088	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	6	1,3	160,6	100,7
2089	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	6	1,3	160,4	100,6
2090	0	0	0	0	0	0	0	71	91	2	2	7	7	4	1,3	160,2	100,5
2091	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	4	1,3	160,1	100,4
2092	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	4	1,3	159,9	100,3
2093	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	4	1,3	159,8	100,2
2094	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	7	7	4	1,3	159,6	100,1
2095	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	0	6	6	4	1,2	152,8	100,0
2096	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,2	152,7	99,9
2097	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,2	152,5	99,8
2098	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,2	152,3	99,7
2099	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,1	152,2	99,6
2100	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,1	152,0	99,5
2101	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,1	151,9	99,4
2102	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,1	151,7	99,3
2103	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,1	151,6	99,2
2104	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,1	151,4	99,1
2105	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,1	151,3	99,0
2106	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,0	151,1	98,9
2107	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	4	1,0	151,0	98,8
2108	0	0	0	0	0	0	0	71	91	1	1	6	6	3	1,0	150,8	92,2
2109	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	1,0	150,7	92,1
2110	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	1,0	150,5	92,0

Продолжение таблицы 4.1.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2111	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	1,0	150,4	91,9
2112	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	1,0	150,2	91,8
2113	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	1,0	150,1	91,7
2114	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,9	149,9	91,6
2115	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,9	149,8	91,5
2116	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,9	149,6	91,4
2117	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,9	149,5	91,3
2118	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,9	149,3	91,2
2119	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,9	149,2	91,2
2120	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,9	149,0	91,1
2121	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,8	148,9	91,0
2122	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,8	148,7	90,9
2123	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,8	148,6	90,8
2124	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,8	148,4	90,7
2125	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,8	148,3	90,6
2126	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,7	148,1	90,5
2127	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,7	148,0	90,4
2128	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,7	147,8	90,3
2129	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,7	147,7	90,2
2130	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,7	147,5	90,2
2131	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,6	147,4	90,1
2132	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,6	147,3	90,0
2133	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,5	147,1	89,9
2134	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,5	147,0	89,8
2135	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,4	146,8	89,7
2136	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,4	146,7	89,6
2137	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,4	146,5	89,5
2138	0	0	0	0	0	0	0	71	91	0	0	6	6	3	0,4	146,4	89,4

Таблица 4.1.18 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект III. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводнен-ность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	16,0	0,2	1,7	9441	91,1	0,498	1803	1803	97696	97696	99,1	2275	106424	121	4,3	1247
2025	14,2	0,1	1,5	9455	91,2	0,499	1725	1725	99421	99421	99,2	2142	108566	119	4,2	1251
2026	12,6	0,1	1,4	9468	91,3	0,500	1639	1639	101060	101060	99,2	1998	110564	117	3,7	1255
2027	11,2	0,1	1,2	9479	91,4	0,500	1547	1547	102607	102607	99,3	1826	112390	114	3,3	1258
2028	10,0	0,1	1,1	9489	91,5	0,501	1447	1447	104053	104053	99,3	1693	114083	113	3,0	1261
2029	9,3	0,1	1,1	9498	91,6	0,501	1356	1356	105409	105409	99,3	1583	115667	112	2,7	1264
2030	8,6	0,1	1,0	9507	91,7	0,502	1279	1279	106688	106688	99,3	1487	117153	112	2,5	1267
2031	8,6	0,1	1,0	9515	91,8	0,502	1275	1275	107964	107964	99,3	1280	118434	97	2,5	1269
2032	8,5	0,1	1,0	9524	91,9	0,503	1272	1272	109235	109235	99,3	1277	119710	97	2,5	1272
2033	8,5	0,1	1,0	9532	91,9	0,503	1268	1268	110503	110503	99,3	1273	120983	97	2,5	1274
2034	8,5	0,1	1,0	9541	92,0	0,504	1264	1264	111767	111767	99,3	1269	122252	97	2,5	1277
2035	8,5	0,1	1,0	9549	92,1	0,504	1262	1262	113029	113029	99,3	1266	123518	97	2,5	1279
2036	8,5	0,1	1,0	9558	92,2	0,504	1259	1259	114288	114288	99,3	1264	124782	97	2,5	1282
2037	8,4	0,1	1,0	9566	92,3	0,505	1256	1256	115544	115544	99,3	1261	126043	97	2,5	1284
2038	8,4	0,1	1,1	9575	92,3	0,505	1254	1254	116798	116798	99,3	1259	127302	97	2,5	1287
2039	8,4	0,1	1,1	9583	92,4	0,506	1251	1251	118050	118050	99,3	1256	128558	97	2,5	1289
2040	8,4	0,1	1,1	9591	92,5	0,506	1249	1249	119299	119299	99,3	1254	129812	97	2,5	1292
2041	8,4	0,1	1,1	9600	92,6	0,507	1246	1246	120545	120545	99,3	1251	131063	97	2,5	1294
2042	8,4	0,1	1,1	9608	92,7	0,507	1244	1244	121789	121789	99,3	1249	132312	97	2,5	1297
2043	8,3	0,1	1,1	9616	92,8	0,508	1241	1241	123030	123030	99,3	1246	133558	97	2,5	1299
2044	8,3	0,1	1,1	9625	92,8	0,508	1240	1240	124271	124271	99,3	1245	134803	97	2,5	1301
2045	8,3	0,1	1,1	9633	92,9	0,508	1239	1239	125510	125510	99,3	1244	136047	97	2,5	1304
2046	8,3	0,1	1,1	9641	93,0	0,509	1238	1238	126747	126747	99,3	1243	137290	97	2,5	1306
2047	8,3	0,1	1,1	9650	93,1	0,509	1237	1237	127984	127984	99,3	1241	138531	97	2,5	1309
2048	8,3	0,1	1,2	9658	93,2	0,510	1235	1235	129219	129219	99,3	1240	139771	97	2,5	1311
2049	8,3	0,1	1,2	9666	93,2	0,510	1234	1234	130453	130453	99,3	1239	141010	97	2,5	1314
2050	8,3	0,1	1,2	9675	93,3	0,511	1233	1233	131686	131686	99,3	1238	142247	97	2,5	1316
2051	8,3	0,1	1,2	9683	93,4	0,511	1232	1232	132918	132918	99,3	1236	143484	97	2,5	1319
2052	8,3	0,1	1,2	9691	93,5	0,511	1230	1230	134148	134148	99,3	1235	144719	97	2,4	1321
2053	8,3	0,1	1,2	9699	93,6	0,512	1229	1229	135377	135377	99,3	1234	145952	97	2,4	1324
2054	8,3	0,1	1,2	9708	93,6	0,512	1228	1228	136605	136605	99,3	1233	147185	97	2,4	1326
2055	8,2	0,1	1,2	9716	93,7	0,513	1227	1227	137832	137832	99,3	1231	148416	97	2,4	1328
2056	8,2	0,1	1,3	9724	93,8	0,513	1225	1225	139057	139057	99,3	1230	149647	97	2,4	1331
2057	8,2	0,1	1,3	9732	93,9	0,514	1224	1224	140281	140281	99,3	1229	150875	97	2,4	1333
2058	8,2	0,1	1,3	9741	93,9	0,514	1223	1223	141504	141504	99,3	1228	152103	97	2,4	1336
2059	8,2	0,1	1,3	9749	94,0	0,515	1222	1222	142726	142726	99,3	1226	153330	97	2,4	1338
2060	8,2	0,1	1,3	9757	94,1	0,515	1221	1221	143946	143946	99,3	1225	154555	97	2,4	1341

Продолжение таблицы 4.1.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2061	8,2	0,1	1,3	9765	94,2	0,515	1219	1219	145166	145166	99,3	1224	155779	97	2,4	1343
2062	8,2	0,1	1,4	9773	94,3	0,516	1218	1218	146384	146384	99,3	1223	157002	97	2,4	1346
2063	8,2	0,1	1,4	9782	94,3	0,516	1217	1217	147601	147601	99,3	1222	158223	97	2,4	1348
2064	8,2	0,1	1,4	9790	94,4	0,517	1216	1216	148816	148816	99,3	1220	159444	97	2,4	1350
2065	8,2	0,1	1,4	9798	94,5	0,517	1214	1214	150031	150031	99,3	1219	160663	97	2,4	1353
2066	8,2	0,1	1,4	9806	94,6	0,518	1213	1213	151244	151244	99,3	1218	161881	97	2,4	1355
2067	8,1	0,1	1,4	9814	94,7	0,518	1212	1212	152456	152456	99,3	1217	163097	97	2,4	1358
2068	8,1	0,1	1,5	9822	94,7	0,518	1211	1211	153667	153667	99,3	1215	164313	97	2,4	1360
2069	8,1	0,1	1,5	9830	94,8	0,519	1210	1210	154876	154876	99,3	1214	165527	97	2,4	1362
2070	8,1	0,1	1,5	9839	94,9	0,519	1208	1208	156085	156085	99,3	1213	166740	97	2,4	1365
2071	8,1	0,1	1,5	9847	95,0	0,520	1207	1207	157292	157292	99,3	1212	167952	97	2,4	1367
2072	8,1	0,1	1,6	9855	95,0	0,520	1206	1206	158498	158498	99,3	1211	169162	97	2,4	1370
2073	8,1	0,1	1,6	9863	95,1	0,521	1205	1205	159703	159703	99,3	1209	170372	97	2,4	1372
2074	8,1	0,1	1,6	9871	95,2	0,521	1204	1204	160906	160906	99,3	1208	171580	97	2,4	1374
2075	8,1	0,1	1,6	9879	95,3	0,521	1202	1202	162109	162109	99,3	1207	172787	97	2,4	1377
2076	8,1	0,1	1,7	9887	95,4	0,522	1201	1201	163310	163310	99,3	1206	173993	97	2,4	1379
2077	8,1	0,1	1,7	9895	95,4	0,522	1200	1200	164510	164510	99,3	1205	175197	97	2,4	1382
2078	8,1	0,1	1,7	9903	95,5	0,523	1199	1199	165708	165708	99,3	1203	176401	97	2,4	1384
2079	8,0	0,1	1,7	9911	95,6	0,523	1198	1198	166906	166906	99,3	1202	177603	97	2,4	1386
2080	8,0	0,1	1,8	9919	95,7	0,524	1196	1196	168102	168102	99,3	1201	178804	97	2,4	1389
2081	8,0	0,1	1,8	9927	95,7	0,524	1195	1195	169298	169298	99,3	1200	180003	97	2,4	1391
2082	8,0	0,1	1,8	9935	95,8	0,524	1194	1194	170491	170491	99,3	1199	181202	97	2,4	1393
2083	8,0	0,1	1,9	9943	95,9	0,525	1193	1193	171684	171684	99,3	1197	182399	97	2,4	1396
2084	8,0	0,1	1,9	9951	96,0	0,525	1192	1192	172876	172876	99,3	1196	183596	97	2,4	1398
2085	8,0	0,1	1,9	9959	96,1	0,526	1190	1190	174066	174066	99,3	1195	184791	97	2,4	1401
2086	8,0	0,1	2,0	9967	96,1	0,526	1189	1189	175255	175255	99,3	1194	185984	97	2,4	1403
2087	8,0	0,1	2,0	9975	96,2	0,526	1188	1188	176443	176443	99,3	1193	187177	97	2,4	1405
2088	8,0	0,1	2,0	9983	96,3	0,527	1187	1187	177630	177630	99,3	1191	188368	97	2,4	1408
2089	8,0	0,1	2,1	9991	96,4	0,527	1186	1186	178816	178816	99,3	1190	189558	97	2,4	1410
2090	8,0	0,1	2,1	9999	96,4	0,528	1184	1184	180000	180000	99,3	1189	190747	97	2,4	1412
2091	8,0	0,1	2,2	10007	96,5	0,528	1183	1183	181184	181184	99,3	1188	191935	97	2,4	1415
2092	7,9	0,1	2,2	10015	96,6	0,529	1182	1182	182366	182366	99,3	1187	193122	97	2,4	1417
2093	7,9	0,1	2,2	10023	96,7	0,529	1181	1181	183546	183546	99,3	1185	194307	97	2,4	1419
2094	7,9	0,1	2,3	10031	96,7	0,529	1180	1180	184726	184726	99,3	1184	195492	97	2,3	1422
2095	7,9	0,1	2,3	10039	96,8	0,530	1179	1179	185905	185905	99,3	1183	196675	97	2,3	1424
2096	7,9	0,1	2,4	10047	96,9	0,530	1177	1177	187082	187082	99,3	1182	197856	97	2,3	1427
2097	7,9	0,1	2,5	10055	97,0	0,531	1176	1176	188258	188258	99,3	1181	199037	97	2,3	1429
2098	7,9	0,1	2,5	10063	97,1	0,531	1175	1175	189433	189433	99,3	1180	200217	97	2,3	1431
2099	7,9	0,1	2,6	10070	97,1	0,532	1174	1174	190607	190607	99,3	1178	201395	97	2,3	1434
2100	7,9	0,1	2,6	10078	97,2	0,532	1173	1173	191780	191780	99,3	1177	202572	97	2,3	1436
2101	7,9	0,1	2,7	10086	97,3	0,532	1171	1171	192951	192951	99,3	1176	203748	97	2,3	1438
2102	7,9	0,1	2,8	10094	97,4	0,533	1170	1170	194122	194122	99,3	1175	204923	97	2,3	1441
2103	7,9	0,1	2,9	10102	97,4	0,533	1169	1169	195291	195291	99,3	1174	206097	97	2,3	1443
2104	7,8	0,1	2,9	10110	97,5	0,534	1168	1168	196459	196459	99,3	1172	207269	97	2,3	1445
2105	7,8	0,1	3,0	10118	97,6	0,534	1167	1167	197625	197625	99,3	1171	208440	97	2,3	1447
2106	7,8	0,1	3,1	10125	97,7	0,534	1166	1166	198791	198791	99,3	1170	209610	97	2,3	1450
2107	7,8	0,1	3,2	10133	97,7	0,535	1164	1164	199955	199955	99,3	1169	210779	97	2,3	1452
2108	7,8	0,1	3,3	10141	97,8	0,535	1163	1163	201119	201119	99,3	1168	211947	97	2,3	1454
2109	7,8	0,1	3,4	10149	97,9	0,536	1162	1162	202281	202281	99,3	1167	213114	97	2,3	1457
2110	7,8	0,1	3,6	10157	98,0	0,536	1161	1161	203442	203442	99,3	1165	214279	97	2,3	1459

Продолжение таблицы 4.1.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2111	7,8	0,1	3,7	10165	98,0	0,536	1160	1160	204602	204602	99,3	1164	215444	97	2,3	1461
2112	7,8	0,1	3,8	10172	98,1	0,537	1159	1159	205760	205760	99,3	1163	216607	97	2,3	1464
2113	7,8	0,1	4,0	10180	98,2	0,537	1157	1157	206918	206918	99,3	1162	217769	97	2,3	1466
2114	7,8	0,1	4,1	10188	98,3	0,538	1156	1156	208074	208074	99,3	1161	218929	97	2,3	1468
2115	7,8	0,1	4,3	10196	98,3	0,538	1155	1155	209229	209229	99,3	1160	220089	97	2,3	1471
2116	7,8	0,1	4,5	10203	98,4	0,539	1154	1154	210383	210383	99,3	1158	221247	97	2,3	1473
2117	7,7	0,1	4,7	10211	98,5	0,539	1153	1153	211536	211536	99,3	1157	222405	97	2,3	1475
2118	7,7	0,1	4,9	10219	98,6	0,539	1152	1152	212688	212688	99,3	1156	223561	97	2,3	1477
2119	7,7	0,1	5,2	10227	98,6	0,540	1151	1151	213839	213839	99,3	1155	224716	97	2,3	1480
2120	7,7	0,1	5,5	10234	98,7	0,540	1149	1149	214988	214988	99,3	1154	225870	97	2,3	1482
2121	7,7	0,1	5,8	10242	98,8	0,541	1148	1148	216136	216136	99,3	1153	227022	97	2,3	1484
2122	7,7	0,1	6,1	10250	98,9	0,541	1147	1147	217283	217283	99,3	1152	228174	97	2,3	1487
2123	7,7	0,1	6,5	10257	98,9	0,541	1146	1146	218429	218429	99,3	1150	229324	97	2,3	1489
2124	7,7	0,1	7,0	10265	99,0	0,542	1145	1145	219574	219574	99,3	1149	230474	97	2,3	1491
2125	7,7	0,1	7,5	10273	99,1	0,542	1144	1144	220718	220718	99,3	1148	231622	97	2,3	1493
2126	7,7	0,1	8,1	10280	99,2	0,543	1143	1143	221860	221860	99,3	1147	232769	97	2,3	1496
2127	7,7	0,1	8,7	10288	99,2	0,543	1141	1141	223002	223002	99,3	1146	233914	97	2,3	1498
2128	7,6	0,1	9,6	10296	99,3	0,543	1140	1140	224142	224142	99,3	1145	235059	97	2,3	1500
2129	7,6	0,1	10,6	10303	99,4	0,544	1139	1139	225281	225281	99,3	1143	236203	97	2,3	1503
2130	7,6	0,1	11,8	10311	99,5	0,544	1138	1138	226419	226419	99,3	1142	237345	97	2,3	1505
2131	7,6	0,1	13,4	10319	99,5	0,545	1137	1137	227556	227556	99,3	1141	238486	97	2,3	1507
2132	7,6	0,1	15,4	10326	99,6	0,545	1136	1136	228692	228692	99,3	1140	239626	97	2,3	1509
2133	7,4	0,1	17,7	10334	99,7	0,545	1135	1135	229826	229826	99,3	1139	240765	97	2,2	1511
2134	7,2	0,1	21,0	10341	99,7	0,546	1133	1133	230960	230960	99,4	1138	241902	97	2,1	1514
2135	7,0	0,1	25,9	10348	99,8	0,546	1132	1132	232092	232092	99,4	1136	243039	97	2,1	1516
2136	6,9	0,1	34,1	10355	99,9	0,547	1131	1131	233223	233223	99,4	1135	244174	97	2,0	1518
2137	6,7	0,1	50,6	10361	99,9	0,547	1130	1130	234353	234353	99,4	1134	245308	97	2,0	1520
2138	6,5	0,1	100,0	10368	100,0	0,547	1129	1129	235482	235482	99,4	1133	246440	97	1,9	1522

Таблица 4.1.19 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект IV. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перевод доб. скв. с других объектов	Ввод из бездействия и других категорий	Фонд скв. с начала разработки	Эксплц. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Среднегодовой дебит	
	Всего	Добывающих нефтяных	Нагнетательных					Всего	нагнет.	Всего	Мех.	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2024	0	0	0	0	0	2	3	0	0	2	2	2,5	404,8
2025	0	0	0	0	1	2	3	0	0	2	2	1,3	231,3
2026	0	0	0	0	0	2	3	0	0	2	2	0,9	166,4
2027	0	0	0	0	0	2	3	0	0	2	2	0,8	150,8
2028	0	0	0	1	0	3	4	0	0	3	3	1,1	195,1
2029	0	0	0	0	0	3	4	0	0	3	3	0,7	138,5
2030	0	0	0	1	0	4	5	0	0	4	4	0,9	174,3
2031	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,8	156,3
2032	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,8	156,3
2033	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,8	156,2
2034	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	156,2
2035	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	156,2
2036	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	156,1
2037	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	156,1
2038	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	156,1
2039	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	156,0
2040	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	156,0
2041	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	156,0
2042	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	155,9
2043	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	155,9
2044	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	155,9
2045	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	155,9
2046	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	155,8
2047	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	155,8
2048	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,7	155,8
2049	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,7
2050	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,7
2051	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,7
2052	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,6
2053	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,6
2054	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,6
2055	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,5
2056	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,5
2057	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,5
2058	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,4
2059	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,4
2060	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,4
2061	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,4
2062	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,3
2063	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,3
2064	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,6	155,3
2065	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,2

Продолжение таблицы 4.1.19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2066	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,2
2067	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,2
2068	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,1
2069	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,1
2070	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,1
2071	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,0
2072	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,0
2073	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	155,0
2074	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,9
2075	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,9
2076	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,9
2077	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,9
2078	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,8
2079	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,8
2080	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,8
2081	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,7
2082	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,7
2083	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,7
2084	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,5	154,6
2085	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,6
2086	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,6
2087	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,5
2088	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,5
2089	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,5
2090	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,5
2091	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,4
2092	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,4
2093	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,4
2094	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,3
2095	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,3
2096	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,3
2097	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,2
2098	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,2
2099	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,2
2100	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,1
2101	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,1
2102	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,1
2103	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,1
2104	0	0	0	0	0	4	5	0	0	4	4	0,4	154,0

Таблица 4.1.20 - Месторождение Кумколь. Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Объект IV. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накоплен-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводнен-ность, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2024	0,745	0,3	1,4	229,1	81,5	0,278	119,7	119,7	1974,1	1974,1	99,4	0,12	30,8
2025	0,621	0,2	1,2	229,7	81,7	0,279	108,5	108,5	1854,4	1854,4	99,4	0,10	30,9
2026	0,553	0,2	1,1	230,2	81,9	0,280	98,4	98,4	1952,8	1952,8	99,4	0,09	31,0
2027	0,492	0,2	1,0	230,7	82,1	0,280	89,2	89,2	2041,9	2041,9	99,4	0,08	31,1
2028	0,804	0,3	1,6	231,5	82,4	0,281	149,2	149,2	2191,1	2191,1	99,5	0,13	31,2
2029	0,611	0,2	1,2	232,1	82,6	0,282	122,9	122,9	2314,0	2314,0	99,5	0,10	31,3
2030	0,923	0,3	1,9	233,1	82,9	0,283	184,9	184,9	2498,8	2498,8	99,5	0,14	31,5
2031	0,914	0,3	1,9	234,0	83,3	0,284	184,8	184,8	2683,7	2683,7	99,5	0,14	31,6
2032	0,905	0,3	1,9	234,9	83,6	0,285	184,8	184,8	2868,5	2868,5	99,5	0,14	31,7
2033	0,896	0,3	1,9	235,8	83,9	0,286	184,8	184,8	3053,2	3053,2	99,5	0,14	31,9
2034	0,887	0,3	2,0	236,7	84,2	0,288	184,7	184,7	3237,9	3237,9	99,5	0,14	32,0
2035	0,878	0,3	2,0	237,6	84,5	0,289	184,7	184,7	3422,6	3422,6	99,5	0,14	32,1
2036	0,869	0,3	2,0	238,4	84,8	0,290	184,6	184,6	3607,2	3607,2	99,5	0,14	32,3
2037	0,861	0,3	2,0	239,3	85,2	0,291	184,6	184,6	3791,8	3791,8	99,5	0,13	32,4
2038	0,852	0,3	2,0	240,1	85,5	0,292	184,6	184,6	3976,4	3976,4	99,5	0,13	32,6
2039	0,843	0,3	2,1	241,0	85,8	0,293	184,5	184,5	4160,9	4160,9	99,5	0,13	32,7
2040	0,835	0,3	2,1	241,8	86,1	0,294	184,5	184,5	4345,4	4345,4	99,5	0,13	32,8
2041	0,827	0,3	2,1	242,6	86,3	0,295	184,5	184,5	4529,9	4529,9	99,6	0,13	32,9
2042	0,818	0,3	2,1	243,5	86,6	0,296	184,4	184,4	4714,3	4714,3	99,6	0,13	33,1
2043	0,810	0,3	2,2	244,3	86,9	0,297	184,4	184,4	4898,7	4898,7	99,6	0,13	33,2
2044	0,802	0,3	2,2	245,1	87,2	0,298	184,3	184,3	5083,1	5083,1	99,6	0,12	33,3
2045	0,794	0,3	2,2	245,9	87,5	0,299	184,3	184,3	5267,4	5267,4	99,6	0,12	33,4
2046	0,786	0,3	2,2	246,6	87,8	0,300	184,3	184,3	5451,6	5451,6	99,6	0,12	33,6
2047	0,778	0,3	2,3	247,4	88,1	0,301	184,2	184,2	5635,9	5635,9	99,6	0,12	33,7
2048	0,770	0,3	2,3	248,2	88,3	0,302	184,2	184,2	5820,1	5820,1	99,6	0,12	33,8
2049	0,763	0,3	2,3	249,0	88,6	0,303	184,2	184,2	6004,2	6004,2	99,6	0,12	33,9
2050	0,755	0,3	2,4	249,7	88,9	0,303	184,1	184,1	6188,4	6188,4	99,6	0,12	34,0
2051	0,748	0,3	2,4	250,5	89,1	0,304	184,1	184,1	6372,4	6372,4	99,6	0,12	34,2
2052	0,740	0,3	2,4	251,2	89,4	0,305	184,1	184,1	6556,5	6556,5	99,6	0,12	34,3
2053	0,733	0,3	2,5	251,9	89,7	0,306	184,0	184,0	6740,5	6740,5	99,6	0,11	34,4
2054	0,725	0,3	2,5	252,7	89,9	0,307	184,0	184,0	6924,5	6924,5	99,6	0,11	34,5
2055	0,718	0,3	2,5	253,4	90,2	0,308	183,9	183,9	7108,4	7108,4	99,6	0,11	34,6
2056	0,711	0,3	2,6	254,1	90,4	0,309	183,9	183,9	7292,3	7292,3	99,6	0,11	34,7
2057	0,704	0,3	2,6	254,8	90,7	0,310	183,9	183,9	7476,2	7476,2	99,6	0,11	34,8
2058	0,697	0,2	2,7	255,5	90,9	0,310	183,8	183,8	7660,0	7660,0	99,6	0,11	34,9
2059	0,690	0,2	2,7	256,2	91,2	0,311	183,8	183,8	7843,8	7843,8	99,6	0,11	35,0
2060	0,683	0,2	2,8	256,9	91,4	0,312	183,8	183,8	8027,6	8027,6	99,6	0,11	35,2
2061	0,676	0,2	2,8	257,5	91,7	0,313	183,7	183,7	8211,3	8211,3	99,6	0,11	35,3
2062	0,669	0,2	2,9	258,2	91,9	0,314	183,7	183,7	8395,0	8395,0	99,6	0,10	35,4
2063	0,663	0,2	2,9	258,9	92,1	0,315	183,6	183,6	8578,6	8578,6	99,6	0,10	35,5
2064	0,656	0,2	3,0	259,5	92,4	0,315	183,6	183,6	8762,3	8762,3	99,6	0,10	35,6
2065	0,649	0,2	3,0	260,2	92,6	0,316	183,6	183,6	8945,8	8945,8	99,6	0,10	35,7

Продолжение таблицы 4.1.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2066	0,643	0,2	3,1	260,8	92,8	0,317	183,5	183,5	9129,4	9129,4	99,6	0,10	35,8
2067	0,637	0,2	3,2	261,5	93,0	0,318	183,5	183,5	9312,9	9312,9	99,7	0,10	35,9
2068	0,630	0,2	3,2	262,1	93,3	0,318	183,5	183,5	9496,3	9496,3	99,7	0,10	36,0
2069	0,624	0,2	3,3	262,7	93,5	0,319	183,4	183,4	9679,8	9679,8	99,7	0,10	36,1
2070	0,618	0,2	3,4	263,3	93,7	0,320	183,4	183,4	9863,1	9863,1	99,7	0,10	36,2
2071	0,611	0,2	3,5	263,9	93,9	0,321	183,4	183,4	10046,5	10046,5	99,7	0,10	36,3
2072	0,605	0,2	3,5	264,5	94,1	0,321	183,3	183,3	10229,8	10229,8	99,7	0,09	36,3
2073	0,599	0,2	3,6	265,1	94,4	0,322	183,3	183,3	10413,1	10413,1	99,7	0,09	36,4
2074	0,593	0,2	3,7	265,7	94,6	0,323	183,2	183,2	10596,3	10596,3	99,7	0,09	36,5
2075	0,587	0,2	3,8	266,3	94,8	0,324	183,2	183,2	10779,5	10779,5	99,7	0,09	36,6
2076	0,582	0,2	4,0	266,9	95,0	0,324	183,2	183,2	10962,7	10962,7	99,7	0,09	36,7
2077	0,576	0,2	4,1	267,5	95,2	0,325	183,1	183,1	11145,9	11145,9	99,7	0,09	36,8
2078	0,570	0,2	4,2	268,1	95,4	0,326	183,1	183,1	11328,9	11328,9	99,7	0,09	36,9
2079	0,564	0,2	4,4	268,6	95,6	0,326	183,1	183,1	11512,0	11512,0	99,7	0,09	37,0
2080	0,559	0,2	4,5	269,2	95,8	0,327	183,0	183,0	11695,0	11695,0	99,7	0,09	37,1
2081	0,553	0,2	4,7	269,7	96,0	0,328	183,0	183,0	11878,0	11878,0	99,7	0,09	37,2
2082	0,547	0,2	4,9	270,3	96,2	0,328	183,0	183,0	12061,0	12061,0	99,7	0,09	37,2
2083	0,542	0,2	5,1	270,8	96,4	0,329	182,9	182,9	12243,9	12243,9	99,7	0,08	37,3
2084	0,537	0,2	5,3	271,4	96,6	0,330	182,9	182,9	12426,8	12426,8	99,7	0,08	37,4
2085	0,531	0,2	5,5	271,9	96,8	0,330	182,8	182,8	12609,6	12609,6	99,7	0,08	37,5
2086	0,526	0,2	5,8	272,4	96,9	0,331	182,8	182,8	12792,4	12792,4	99,7	0,08	37,6
2087	0,521	0,2	6,1	272,9	97,1	0,332	182,8	182,8	12975,2	12975,2	99,7	0,08	37,7
2088	0,515	0,2	6,4	273,4	97,3	0,332	182,7	182,7	13157,9	13157,9	99,7	0,08	37,7
2089	0,510	0,2	6,8	274,0	97,5	0,333	182,7	182,7	13340,6	13340,6	99,7	0,08	37,8
2090	0,505	0,2	7,2	274,5	97,7	0,333	182,7	182,7	13523,3	13523,3	99,7	0,08	37,9
2091	0,500	0,2	7,7	275,0	97,9	0,334	182,6	182,6	13705,9	13705,9	99,7	0,08	38,0
2092	0,495	0,2	8,2	275,5	98,0	0,335	182,6	182,6	13888,5	13888,5	99,7	0,08	38,0
2093	0,490	0,2	8,8	275,9	98,2	0,335	182,5	182,5	14071,0	14071,0	99,7	0,08	38,1
2094	0,485	0,2	9,6	276,4	98,4	0,336	182,5	182,5	14253,5	14253,5	99,7	0,08	38,2
2095	0,480	0,2	10,5	276,9	98,5	0,336	182,5	182,5	14436,0	14436,0	99,7	0,07	38,3
2096	0,476	0,2	11,6	277,4	98,7	0,337	182,4	182,4	14618,4	14618,4	99,7	0,07	38,3
2097	0,471	0,2	13,0	277,9	98,9	0,338	182,4	182,4	14800,8	14800,8	99,7	0,07	38,4
2098	0,465	0,2	14,8	278,3	99,0	0,338	182,4	182,4	14983,2	14983,2	99,7	0,07	38,5
2099	0,460	0,2	17,2	278,8	99,2	0,339	182,3	182,3	15165,5	15165,5	99,7	0,07	38,6
2100	0,454	0,2	20,5	279,2	99,4	0,339	182,3	182,3	15347,8	15347,8	99,8	0,07	38,6
2101	0,449	0,2	25,5	279,7	99,5	0,340	182,3	182,3	15530,1	15530,1	99,8	0,07	38,7
2102	0,443	0,2	33,8	280,1	99,7	0,340	182,2	182,2	15712,3	15712,3	99,8	0,07	38,8
2103	0,437	0,2	50,3	280,6	99,8	0,341	182,2	182,2	15894,5	15894,5	99,8	0,07	38,8
2104	0,431	0,2	100,0	281,0	100,0	0,341	182,1	182,1	16076,6	16076,6	99,8	0,07	38,9

Таблица 4.1.21 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перев.скв в набл.фонд из освоении	Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод скв. с др. объектов	Перевод скв. с др. категорий	Ввод из бездейс-твия	Фонд скв. с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скв. на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	Среднегодовой дебит, т/сут		Приемистость, $м^3$/сут
	Всего	Доб	Наги								Всего	Нагнет	Всего	Мех	Всего	Нефти	Жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	3	3	0	1	2	2	6	5	394	468	6	1	92	92	65	3,9	228,0	443,3
2025	0	0	0	0	0	1	0	4	394	468	6	1	92	92	61	3,2	306,2	563,9
2026	0	0	0	0	1	0	0	1	394	468	5	1	88	88	61	3,2	309,6	516,6
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	87	87	60	2,9	297,5	490,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	87	87	60	2,8	222,3	458,8
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	87	87	59	2,7	207,9	453,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	0	85	85	59	2,7	207,7	448,5
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	0	85	85	59	2,7	206,5	444,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	85	85	59	2,6	223,2	439,5
2033	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	1	1	84	84	58	2,5	225,3	433,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	83	83	57	2,5	204,6	429,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	0	82	82	57	2,4	205,3	424,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	82	82	57	2,4	203,9	421,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	1	83	83	55	2,1	193,3	415,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	83	83	55	2,0	193,0	411,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	4	2	82	82	53	2,0	194,2	410,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	0	81	81	53	2,0	193,1	406,9
2041	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	2	0	80	80	53	1,9	192,4	403,1
2042	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	0	0	81	81	53	1,9	189,6	399,3
2043	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	0	0	80	80	53	1,8	187,6	395,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	79	79	52	1,8	186,9	392,1
2045	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	2	1	79	79	51	1,8	187,7	393,1
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	79	79	51	1,7	185,5	389,2
2047	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	0	79	79	51	1,7	183,2	385,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	79	79	50	1,6	183,1	380,7
2049	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	0	79	79	50	1,6	177,7	376,6
2050	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	0	79	79	50	1,5	178,2	372,4
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	79	79	49	1,5	177,4	368,4
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	78	78	48	1,4	178,0	364,6
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	78	78	48	1,4	177,4	360,9
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	78	78	48	1,4	176,8	357,2
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	78	78	48	1,3	176,5	353,6
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	77	77	47	1,3	176,5	349,9
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	77	77	47	1,2	176,1	346,3
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	77	77	46	1,2	175,5	342,8
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	0	76	76	46	1,2	175,0	338,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	0	0	77	77	46	1,2	174,5	335,4
2061	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	3	1	74	74	46	1,2	177,8	317,7
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	74	74	45	1,2	177,4	313,0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	74	74	45	1,2	176,7	308,9
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	5	0	69	69	45	1,2	170,6	305,4

Продолжение таблицы 4.1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	68	68	44	1,1	170,8	300,0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	68	68	43	1,1	170,1	296,5
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	68	68	43	1,1	169,5	292,6
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	68	68	43	1,0	168,9	289,3
2069	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	1	69	69	42	1,0	169,3	296,8
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	68	68	41	1,0	170,6	299,2
2071	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	2	1	66	66	41	1,0	168,6	296,0
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	4	2	64	64	39	1,0	166,1	292,3
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	3	2	63	63	37	0,9	167,7	288,4
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	62	62	36	0,9	167,6	282,8
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	62	62	36	0,9	166,9	279,2
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	62	62	36	0,8	166,5	275,7
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	61	61	35	0,8	165,6	271,5
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	61	61	35	0,8	165,1	268,1
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	0	59	59	35	0,8	165,9	264,6
2080	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	5	2	55	55	34	0,8	167,0	261,1
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	54	54	33	0,8	168,3	258,0
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	167,8	254,8
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	167,4	251,7
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	167,0	248,6
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	166,5	245,6
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	166,1	242,4
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	165,7	239,3
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	165,2	214,7
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,6	164,8	214,1
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,9	62,7	108,0
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,8	62,5	107,3
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,8	62,2	106,7
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,8	61,9	106,2
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,8	61,7	105,7
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	81,3	146,9
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	81,0	146,2
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	80,7	145,1
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	80,4	144,5
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	80,0	143,7
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	79,7	143,1
2101	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	79,4	142,3
2102	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	79,0	141,6
2103	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	78,7	141,6
2104	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	78,4	140,6
2105	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	78,1	139,5
2106	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	77,8	138,7
2107	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	77,4	138,0
2108	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	77,1	137,4
2109	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	76,6	136,8
2110	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	76,4	136,2
2111	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	76,0	135,6
2112	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	75,7	135,0

Продолжение таблицы 4.1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2113	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	75,3	134,4
2114	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	74,9	133,7
2115	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	73,6	133,1
2116	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	73,2	132,6
2117	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	72,6	131,9
2118	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	72,3	131,4
2119	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	71,9	130,7
2120	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	71,6	129,9
2121	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	71,3	129,2
2122	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	71,0	128,6
2123	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	70,7	128,1
2124	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	70,5	127,3
2125	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	70,2	126,7
2126	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	70,0	126,2
2127	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	69,8	125,6
2128	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	69,5	125,2
2129	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	69,3	124,7
2130	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	69,0	124,2
2131	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	68,8	123,8
2132	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	68,5	123,2
2133	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	68,3	122,7
2134	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	68,1	122,3
2135	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	67,8	121,7
2136	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	67,6	121,2
2137	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	67,4	120,6
2138	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	67,1	120,2
2139	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,9	119,6
2140	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,7	119,0
2141	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,4	118,5
2142	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,2	117,5
2143	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,0	116,9
2144	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	65,8	116,3
2145	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	65,5	115,8
2146	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	65,3	114,9
2147	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	109,8
2148	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	107,8
2149	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	107,4
2150	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	105,1
2151	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	103,9
2152	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	102,8
2153	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,3	101,7
2154	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,3	100,8
2155	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,3	100,0

Таблица 4.1.22 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводнен-ность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	93,5	0,2	3,1	40853,2	93,2	0,525	8975,8	8975,8	296683,4	296683,4	99,0	10843,8	339508,4	157,2	8,68	3711,06
2025	86,2	0,2	2,9	40939,5	93,4	0,526	8251,5	8251,5	304934,9	304934,9	99,0	8976,4	348484,8	108,0	7,70	3718,8
2026	77,9	0,2	2,7	41017,4	93,6	0,527	7901,0	7901,0	312835,9	312835,9	99,0	8334,9	356819,7	104,9	6,806	3725,6
2027	70,5	0,2	2,5	41087,9	93,8	0,528	7281,4	7281,4	320117,4	320117,4	99,0	7605,8	364425,5	103,9	5,94	3731,5
2028	68,6	0,2	2,5	41156,4	93,9	0,529	7192,9	7192,9	327310,3	327310,3	99,0	7027,9	371453,4	100,0	5,71	3737,2
2029	66,7	0,2	2,5	41223,1	94,1	0,529	7165,9	7165,9	334476,2	334476,2	99,1	7009,6	378463,0	100,0	5,58	3742,8
2030	64,8	0,1	2,5	41287,9	94,2	0,530	7139,5	7139,5	341615,7	341615,7	99,1	6991,3	385454,2	100,0	5,46	3748,3
2031	63,1	0,1	2,5	41351,0	94,4	0,531	7113,5	7113,5	348729,2	348729,2	99,1	6973,1	392427,3	100,0	5,34	3753,6
2032	61,3	0,1	2,5	41412,3	94,5	0,532	7088,0	7088,0	355817,2	355817,2	99,1	6954,9	399382,2	100,0	5,21	3758,8
2033	59,7	0,1	2,5	41471,9	94,6	0,533	7063,0	7063,0	362880,2	362880,2	99,2	6936,8	406319,0	100,0	5,10	3763,9
2034	58,0	0,1	2,5	41530,0	94,8	0,533	7038,4	7038,4	369918,6	369918,6	99,2	6918,8	413237,9	100,0	4,98	3768,9
2035	56,5	0,1	2,5	41586,5	94,9	0,534	7014,2	7014,2	376932,8	376932,8	99,2	6900,9	420138,7	100,0	4,87	3773,8
2036	55,0	0,1	2,5	41641,5	95,0	0,535	6990,4	6990,4	383923,2	383923,2	99,2	6883,0	427021,8	100,0	4,76	3778,5
2037	53,5	0,1	2,5	41695,0	95,1	0,535	6967,0	6967,0	390890,2	390890,2	99,2	6865,2	433887,0	100,0	4,66	3783,2
2038	52,1	0,1	2,4	41747,2	95,3	0,536	6943,9	6943,9	397834,2	397834,2	99,2	6847,5	440734,6	100,0	4,56	3787,7
2039	50,8	0,1	2,4	41797,9	95,4	0,537	6921,2	6921,2	404755,4	404755,4	99,3	6829,9	447564,4	100,0	4,45	3792,2
2040	49,4	0,1	2,4	41847,4	95,5	0,537	6898,9	6898,9	411654,3	411654,3	99,3	6812,3	454376,7	100,0	4,35	3796,6
2041	48,2	0,1	2,4	41895,5	95,6	0,538	6881,1	6881,1	418535,4	418535,4	99,3	6794,8	461171,5	100,0	4,26	3800,8
2042	46,9	0,1	2,4	41942,5	95,7	0,539	6863,4	6863,4	425398,8	425398,8	99,3	6777,3	467948,8	100,0	4,17	3805,0
2043	45,7	0,1	2,4	41988,2	95,8	0,539	6845,8	6845,8	432244,6	432244,6	99,3	6759,9	474708,7	100,0	4,08	3809,1
2044	44,6	0,1	2,4	42032,8	95,9	0,540	6828,0	6828,0	439072,6	439072,6	99,3	6742,6	481451,3	100,0	3,99	3813,0
2045	43,5	0,1	2,4	42076,3	96,0	0,540	6810,2	6810,2	445882,8	445882,8	99,4	6725,4	488176,7	100,0	3,91	3816,9
2046	42,4	0,1	2,4	42118,7	96,1	0,541	6792,5	6792,5	452675,3	452675,3	99,4	6708,2	494884,9	100,0	3,82	3820,8
2047	41,4	0,1	2,4	42160,1	96,2	0,541	6774,8	6774,8	459450,0	459450,0	99,4	6691,1	501575,9	100,0	3,75	3824,5
2048	40,4	0,1	2,4	42200,5	96,3	0,542	6758,1	6758,1	466208,1	466208,1	99,4	6674,0	508249,9	100,0	3,67	3828,2
2049	39,4	0,1	2,4	42239,9	96,4	0,542	6741,5	6741,5	472949,6	472949,6	99,4	6657,0	514906,9	100,0	3,60	3831,8
2050	38,5	0,1	2,4	42278,4	96,5	0,543	6724,9	6724,9	479674,5	479674,5	99,4	6640,1	521547,0	100,0	3,53	3835,3
2051	37,6	0,1	2,4	42316,0	96,6	0,543	6708,4	6708,4	486382,8	486382,8	99,4	6623,2	528170,2	100,0	3,46	3838,8
2052	36,7	0,1	2,4	42352,7	96,6	0,544	6691,8	6691,8	493074,7	493074,7	99,5	6606,4	534776,6	100,0	3,39	3842,2
2053	35,9	0,1	2,4	42388,6	96,7	0,544	6675,3	6675,3	499750,0	499750,0	99,5	6589,6	541366,3	100,0	3,33	3845,5
2054	35,1	0,1	2,4	42423,6	96,8	0,545	6658,9	6658,9	506408,8	506408,8	99,5	6573,0	547939,2	100,0	3,26	3848,8
2055	34,3	0,1	2,4	42457,9	96,9	0,545	6642,5	6642,5	513051,3	513051,3	99,5	6556,3	554495,6	100,0	3,20	3852,0
2056	33,5	0,1	2,5	42491,4	97,0	0,546	6626,1	6626,1	519677,4	519677,4	99,5	6539,8	561035,3	100,0	3,14	3855,1
2057	32,8	0,1	2,5	42524,2	97,0	0,546	6609,8	6609,8	526287,2	526287,2	99,5	6523,3	567558,6	100,0	3,09	3858,2
2058	32,1	0,1	2,5	42556,3	97,1	0,547	6593,6	6593,6	532880,8	532880,8	99,5	6506,8	574065,4	100,0	3,03	3861,2
2059	31,4	0,1	2,5	42587,6	97,2	0,547	6577,4	6577,4	539458,2	539458,2	99,5	6490,4	580555,9	100,0	2,98	3864,2
2060	30,7	0,1	2,5	42618,3	97,2	0,547	6561,3	6561,3	546019,5	546019,5	99,5	6474,1	587030,0	100,0	2,92	3867,1

Продолжение таблицы 4.1.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2061	30,0	0,1	2,5	42648,3	97,3	0,548	6545,2	6545,2	552564,7	552564,7	99,5	6457,9	593487,8	100,0	2,87	3870,0
2062	29,4	0,1	2,5	42677,8	97,4	0,548	6529,1	6529,1	559093,8	559093,8	99,5	6441,6	599929,5	100,0	2,82	3872,8
2063	28,8	0,1	2,5	42706,5	97,5	0,548	6513,2	6513,2	565607,0	565607,0	99,6	6425,5	606355,0	100,0	2,77	3875,6
2064	26,4	0,1	2,4	42733,0	97,5	0,549	6403,6	6403,6	572010,7	572010,7	99,6	6409,5	612764,4	100,0	2,57	3878,2
2065	25,9	0,1	2,4	42758,8	97,6	0,549	6386,8	6386,8	578397,5	578397,5	99,6	6392,4	619156,9	100,0	2,53	3880,7
2066	25,3	0,1	2,4	42784,1	97,6	0,549	6370,1	6370,1	584767,5	584767,5	99,6	6375,4	625532,3	100,0	2,48	3883,2
2067	24,8	0,06	2,4	42808,9	97,7	0,550	6353,4	6353,4	591120,9	591120,9	99,6	6358,5	631890,8	100,0	2,44	3885,6
2068	24,3	0,06	2,4	42833,2	97,7	0,550	6336,7	6336,7	597457,6	597457,6	99,6	6341,7	638232,5	100,0	2,40	3888,0
2069	23,8	0,05	2,4	42857,0	97,8	0,550	6320,1	6320,1	603777,8	603777,8	99,6	6324,9	644557,4	100,0	2,36	3890,4
2070	23,3	0,05	2,4	42880,4	97,8	0,551	6303,6	6303,6	610081,4	610081,4	99,6	6308,2	650865,6	100,0	2,32	3892,7
2071	22,9	0,05	2,4	42903,2	97,9	0,551	6287,1	6287,1	616368,5	616368,5	99,6	6291,5	657157,1	100,0	2,28	3895,0
2072	22,4	0,05	2,4	42925,6	98,0	0,551	6270,7	6270,7	622639,3	622639,3	99,6	6274,9	663432,0	100,0	2,25	3897,2
2073	22,0	0,05	2,4	42947,6	98,0	0,552	6254,4	6254,4	628893,7	628893,7	99,6	6258,4	669690,4	100,0	2,21	3899,4
2074	21,5	0,05	2,5	42969,1	98,0	0,552	6238,1	6238,1	635131,8	635131,8	99,7	6242,0	675932,4	100,0	2,18	3901,6
2075	21,1	0,05	2,5	42990,2	98,1	0,552	6221,9	6221,9	641353,7	641353,7	99,7	6225,6	682157,9	100,0	2,14	3903,7
2076	20,7	0,05	2,5	43010,9	98,1	0,552	6205,7	6205,7	647559,4	647559,4	99,7	6209,2	688367,1	100,0	2,11	3905,8
2077	20,3	0,05	2,5	43031,3	98,2	0,553	6189,6	6189,6	653749,0	653749,0	99,7	6192,9	694560,1	100,0	2,07	3907,9
2078	19,9	0,05	2,5	43051,2	98,2	0,553	6173,5	6173,5	659922,5	659922,5	99,7	6176,7	700736,8	100,0	2,04	3910,0
2079	19,6	0,04	2,5	43070,7	98,3	0,553	6157,5	6157,5	666080,1	666080,1	99,7	6160,6	706897,4	100,0	2,01	3912,0
2080	19,2	0,04	2,5	43089,9	98,3	0,553	6141,6	6141,6	672221,7	672221,7	99,7	6144,5	713041,8	100,0	1,98	3913,9
2081	18,8	0,04	2,6	43108,8	98,4	0,554	6125,7	6125,7	678347,4	678347,4	99,7	6128,4	719170,2	100,0	1,94	3915,9
2082	18,5	0,04	2,6	43127,2	98,4	0,554	6109,8	6109,8	684457,2	684457,2	99,7	6112,4	725282,6	100,0	1,91	3917,8
2083	18,1	0,04	2,6	43145,4	98,5	0,554	6094,1	6094,1	690551,3	690551,3	99,7	6096,5	731379,1	100,0	1,88	3919,7
2084	17,8	0,04	2,6	43163,2	98,5	0,554	6078,3	6078,3	696629,6	696629,6	99,7	6080,6	737459,8	100,0	1,86	3921,5
2085	17,5	0,04	2,6	43180,7	98,5	0,555	6062,6	6062,6	702692,3	702692,3	99,7	6064,8	743524,6	100,0	1,83	3923,4
2086	17,2	0,04	2,7	43197,9	98,6	0,555	6047,0	6047,0	708739,3	708739,3	99,7	6049,1	749573,6	100,0	1,80	3925,2
2087	16,9	0,04	2,7	43214,8	98,6	0,555	6031,4	6031,4	714770,7	714770,7	99,7	6033,4	755607,0	100,0	1,77	3926,9
2088	16,6	0,04	2,7	43231,3	98,6	0,555	6015,9	6015,9	720786,7	720786,7	99,7	6017,7	761624,7	100,0	1,75	3928,7
2089	16,3	0,04	2,7	43247,6	98,7	0,555	6000,5	6000,5	726787,1	726787,1	99,7	6002,1	767626,8	100,0	1,72	3930,4
2090	14,1	0,03	2,4	43261,7	98,7	0,556	1010,4	1010,4	727797,5	727797,5	98,6	1018,1	768644,9	100,0	1,67	3932,1
2091	13,9	0,03	2,5	43275,7	98,7	0,556	1005,0	1005,0	728802,5	728802,5	98,6	1012,6	769657,5	100,0	1,65	3933,7
2092	13,8	0,03	2,5	43289,5	98,8	0,556	999,6	999,6	729802,0	729802,0	98,6	1007,1	770664,6	100,0	1,64	3935,4
2093	13,6	0,03	2,5	43303,1	98,8	0,556	994,2	994,2	730796,3	730796,3	98,6	1001,7	771666,2	100,0	1,62	3937,0
2094	13,4	0,03	2,6	43316,5	98,8	0,556	988,9	988,9	731785,2	731785,2	98,6	996,3	772662,5	100,0	1,59	3938,6
2095	12,6	0,03	2,5	43329,1	98,9	0,556	958,3	958,3	732743,5	732743,5	98,7	965,1	773627,6	100,0	1,44	3940,0
2096	12,4	0,03	2,5	43341,5	98,9	0,557	953,1	953,1	733696,6	733696,6	98,7	959,9	774587,5	100,0	1,42	3941,4
2097	12,3	0,03	2,5	43353,8	98,9	0,557	948,0	948,0	734644,5	734644,5	98,7	954,7	775542,1	100,0	1,40	3942,8
2098	12,1	0,03	2,6	43365,9	99,0	0,557	942,9	942,9	735587,4	735587,4	98,7	949,5	776491,6	100,0	1,38	3944,2
2099	12,0	0,03	2,6	43377,8	99,0	0,557	937,8	937,8	736525,2	736525,2	98,7	944,3	777435,9	100,0	1,37	3945,6
2100	11,8	0,03	2,6	43389,7	99,0	0,557	932,8	932,8	737458,0	737458,0	98,7	939,2	778375,1	100,0	1,35	3946,9
2101	11,7	0,03	2,7	43401,3	99,0	0,557	927,7	927,7	738385,7	738385,7	98,7	934,1	779309,2	100,0	1,34	3948,3
2102	11,5	0,03	2,7	43412,8	99,1	0,558	922,8	922,8	739308,4	739308,4	98,8	929,0	780238,2	100,0	1,32	3949,6
2103	11,4	0,03	2,8	43424,2	99,1	0,558	917,8	917,8	740226,2	740226,2	98,8	924,0	781162,3	100,0	1,30	3950,9
2104	11,2	0,03	2,8	43435,5	99,1	0,558	912,9	912,9	741139,1	741139,1	98,8	919,0	782081,3	100,0	1,29	3952,2

Продолжение таблицы 4.1.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2105	11,1	0,03	2,9	43446,6	99,1	0,558	908,0	908,0	742047,1	742047,1	98,8	914,0	782995,3	100,0	1,27	3953,5
2106	11,0	0,03	2,9	43457,5	99,2	0,558	903,1	903,1	742950,2	742950,2	98,8	909,1	783904,4	100,0	1,26	3954,7
2107	10,8	0,02	3,0	43468,3	99,2	0,558	898,3	898,3	743848,5	743848,5	98,8	904,2	784808,6	100,0	1,24	3956,0
2108	10,7	0,02	3,0	43479,0	99,2	0,558	893,5	893,5	744742,0	744742,0	98,8	899,3	785707,9	100,0	1,23	3957,2
2109	10,5	0,02	3,1	43489,6	99,2	0,559	888,7	888,7	745630,7	745630,7	98,8	894,5	786602,4	100,0	1,21	3958,4
2110	10,4	0,02	3,1	43500,0	99,3	0,559	884,0	884,0	746514,7	746514,7	98,8	889,7	787492,0	100,0	1,20	3959,6
2111	10,3	0,02	3,2	43510,2	99,3	0,559	879,3	879,3	747393,9	747393,9	98,8	884,9	788376,9	100,0	1,18	3960,8
2112	10,1	0,02	3,2	43520,4	99,3	0,559	874,6	874,6	748268,5	748268,5	98,8	880,1	789257,0	100,0	1,17	3962,0
2113	10,0	0,02	3,3	43530,4	99,3	0,559	869,9	869,9	749138,4	749138,4	98,8	875,4	790132,4	100,0	1,15	3963,1
2114	9,9	0,02	3,4	43540,3	99,4	0,559	865,3	865,3	750003,7	750003,7	98,9	870,7	791003,1	100,0	1,14	3964,3
2115	9,8	0,02	3,4	43550,1	99,4	0,559	860,7	860,7	750864,4	750864,4	98,9	866,0	791869,1	100,0	1,13	3965,4
2116	9,6	0,02	3,5	43559,7	99,4	0,559	856,1	856,1	751720,5	751720,5	98,9	861,4	792730,5	100,0	1,11	3966,5
2117	9,5	0,02	3,6	43569,2	99,4	0,560	851,6	851,6	752572,1	752572,1	98,9	856,8	793587,3	100,0	1,10	3967,6
2118	9,4	0,02	3,7	43578,6	99,4	0,560	847,0	847,0	753419,1	753419,1	98,9	852,2	794439,5	100,0	1,09	3968,7
2119	9,3	0,02	3,8	43587,9	99,5	0,560	842,6	842,6	754261,7	754261,7	98,9	847,6	795287,1	100,0	1,07	3969,8
2120	9,2	0,02	3,9	43597,1	99,5	0,560	838,1	838,1	755099,8	755099,8	98,9	843,1	796130,2	100,0	1,06	3970,8
2121	9,1	0,02	4,0	43606,1	99,5	0,560	833,7	833,7	755933,4	755933,4	98,9	838,6	796968,8	100,0	1,05	3971,9
2122	9,0	0,02	4,1	43615,1	99,5	0,560	829,2	829,2	756762,7	756762,7	98,9	834,1	797802,9	100,0	1,04	3972,9
2123	8,8	0,02	4,2	43623,9	99,5	0,560	824,9	824,9	757587,5	757587,5	98,9	829,7	798632,6	100,0	1,03	3973,9
2124	8,7	0,02	4,4	43632,7	99,6	0,560	820,5	820,5	758408,0	758408,0	98,9	825,3	799457,9	100,0	1,02	3975,0
2125	8,6	0,02	4,5	43641,3	99,6	0,560	816,2	816,2	759224,2	759224,2	98,9	820,9	800278,8	100,0	1,00	3976,0
2126	8,5	0,02	4,7	43649,9	99,6	0,561	811,9	811,9	760036,1	760036,1	98,9	816,5	801095,4	100,0	0,99	3976,9
2127	8,4	0,02	4,8	43658,3	99,6	0,561	807,6	807,6	760843,6	760843,6	99,0	812,2	801907,6	100,0	0,98	3977,9
2128	8,3	0,02	5,0	43666,7	99,6	0,561	803,3	803,3	761647,0	761647,0	99,0	807,9	802715,5	100,0	0,97	3978,9
2129	8,2	0,02	5,2	43674,9	99,66	0,561	799,1	799,1	762446,0	762446,0	99,0	803,6	803519,1	100,0	0,96	3979,9
2130	8,2	0,02	5,5	43683,1	99,68	0,561	794,9	794,9	763240,9	763240,9	99,0	799,4	804318,4	100,0	0,95	3980,8
2131	8,1	0,02	5,7	43691,1	99,7	0,561	790,7	790,7	764031,6	764031,6	99,0	795,1	805113,5	100,0	0,94	3981,8
2132	8,0	0,02	6,0	43699,1	99,7	0,561	786,6	786,6	764818,2	764818,2	99,0	790,9	805904,5	100,0	0,93	3982,7
2133	7,9	0,02	6,3	43707,0	99,7	0,561	782,4	782,4	765600,6	765600,6	99,0	786,7	806691,2	100,0	0,92	3983,6
2134	7,8	0,02	6,7	43714,8	99,8	0,561	778,3	778,3	766378,9	766378,9	99,0	782,6	807473,8	100,0	0,91	3984,5
2135	7,7	0,02	7,1	43722,5	99,8	0,561	774,2	774,2	767153,2	767153,2	99,0	778,5	808252,3	100,0	0,90	3985,4
2136	7,6	0,02	7,5	43730,1	99,8	0,562	770,2	770,2	767923,4	767923,4	99,0	774,4	809026,6	100,0	0,89	3986,3
2137	7,5	0,02	8,0	43737,6	99,8	0,562	766,1	766,1	768689,5	768689,5	99,0	770,3	809796,9	100,0	0,88	3987,2
2138	7,5	0,02	8,6	43745,1	99,8	0,562	762,1	762,1	769451,6	769451,6	99,0	766,2	810563,2	100,0	0,87	3988,1
2139	7,4	0,02	9,3	43752,5	99,8	0,562	758,2	758,2	770209,8	770209,8	99,0	762,2	811325,4	100,0	0,87	3988,9
2140	7,3	0,02	10,2	43759,8	99,9	0,562	754,2	754,2	770964,0	770964,0	99,0	758,2	812083,6	100,0	0,86	3989,8
2141	7,2	0,02	11,2	43767,0	99,9	0,562	750,3	750,3	771714,3	771714,3	99,0	754,2	812837,8	100,0	0,85	3990,6
2142	7,1	0,02	12,5	43774,1	99,9	0,562	746,4	746,4	772460,6	772460,6	99,0	750,3	813588,1	100,0	0,84	3991,5
2143	7,1	0,02	14,1	43781,2	99,9	0,562	742,5	742,5	773203,1	773203,1	99,0	746,3	814334,4	100,0	0,83	3992,3
2144	7,0	0,02	16,3	43788,1	99,9	0,562	738,6	738,6	773941,7	773941,7	99,1	742,4	815076,8	100,0	0,82	3993,1
2145	6,9	0,02	19,3	43795,1	99,9	0,562	734,8	734,8	774676,4	774676,4	99,1	738,6	815815,4	100,0	0,82	3994,0
2146	6,8	0,02	23,6	43801,9	99,9	0,563	730,9	730,9	775407,4	775407,4	99,1	734,7	816550,1	100,0	0,81	3994,8

Продолжение таблицы 4.1.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2147	2,6	0,01	11,6	43804,5	100,0	0,563	100,0	100,0	562862,5	562862,5	97,4	101,4	596907,2	100,0	0,35	3995,1
2148	2,5	0,01	13,0	43807,0	100,0	0,563	99,9	99,9	562962,5	562962,5	97,5	101,4	597008,6	100,0	0,34	3995,5
2149	2,5	0,01	14,8	43809,5	100,0	0,563	99,9	99,9	563062,4	563062,4	97,5	101,4	597110,0	100,0	0,34	3995,8
2150	2,5	0,01	17,1	43812,0	100,0	0,563	99,9	99,9	563162,3	563162,3	97,5	101,3	597211,4	100,0	0,34	3996,1
2151	2,5	0,01	20,4	43814,4	100,0	0,563	99,9	99,9	563262,3	563262,3	97,5	101,3	597312,7	100,0	0,33	3996,5
2152	2,4	0,01	25,4	43816,9	100,0	0,563	99,9	99,9	563362,2	563362,2	97,6	101,3	597414,0	100,0	0,33	3996,8
2153	2,4	0,01	33,6	43819,3	100,0	0,563	99,9	99,9	563462,1	563462,1	97,6	101,3	597515,2	100,0	0,32	3997,1
2154	2,4	0,01	50,2	43821,6	100,0	0,563	99,9	99,9	563561,9	563561,9	97,6	101,2	597616,5	100,0	0,32	3997,4
2155	2,4	0,01	100,0	43824,0	100,0	0,563	99,9	99,9	563661,8	563661,8	97,6	101,2	597717,7	100,0	0,32	3997,8

Таблица 4.1.23 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект I. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод скв. с др. объекта	Ввод из бездействия	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагн. скв. на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, $м^3$/сут
	Всего	Добыв	Нагнет						Всего	Нагнет.	Всего	Мех.	Всего	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	16	17	18	19
2024	0	0	0	0	1	1	131	145	4	1	42	42	36	2,1	485,2	867,5
2025	0	0	0	0	1	2	131	145	2	0	43	43	36	2,43	480,0	805,1
2026	0	0	0	0	0	0	131	145	3	1	41	41	35	2,32	480,0	790,0
2027	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	41	41	35	2,19	470,0	725,0
2028	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	41	41	35	2,1	464,0	691,2
2029	0	0	0	0	0	0	131	145	1	1	41	41	34	2,1	463,1	687,7
2030	0	0	0	0	0	0	131	145	2	0	39	39	34	2,1	467,5	686,3
2031	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	39	39	34	2,0	466,6	684,9
2032	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	39	39	34	2,0	465,7	683,5
2033	0	0	0	1	0	0	131	145	0	0	38	38	34	1,9	477,0	679,9
2034	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	37	37	33	1,9	480,7	677,9
2035	0	0	0	0	0	0	131	145	1	0	36	36	33	1,9	487,9	676,5
2036	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	36	36	33	1,8	486,9	675,2
2037	0	0	0	0	0	0	131	145	1	1	36	36	31	1,7	485,9	669,6
2038	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	36	36	31	1,6	485,0	668,2
2039	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	35	35	30	1,6	489,8	676,7
2040	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	35	35	30	1,5	488,9	675,3
2041	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	35	35	30	1,5	487,9	674,0
2042	0	0	0	0	0	1	131	145	0	0	36	36	30	1,4	479,3	672,6
2043	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	36	36	30	1,3	472,4	671,2
2044	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	36	36	30	1,3	471,5	669,9
2045	0	0	0	0	0	1	131	145	2	1	36	36	29	1,3	476,4	682,0
2046	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	36	36	29	1,2	469,6	680,7
2047	0	0	0	0	0	1	131	145	0	0	37	37	29	1,2	461,5	679,3
2048	0	0	0	0	0	0	131	145	1	1	37	37	28	1,2	462,5	676,0
2049	0	0	0	0	0	0	131	145	1	0	36	36	28	1,2	464,3	674,6
2050	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	36	36	28	1,1	463,3	673,3
2051	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	36	36	28	1,1	462,4	671,9
2052	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	35	35	27	1,1	466,4	670,5
2053	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	35	35	27	1,0	465,4	669,2
2054	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	35	35	27	1,0	464,0	667,8
2055	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	35	35	27	0,9	463,6	666,5
2056	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	34	34	26	0,9	464,6	665,1
2057	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	34	34	26	0,9	463,7	663,8
2058	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	34	34	26	0,8	462,7	662,4
2059	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	34	34	26	0,8	461,8	661,1

Продолжение таблицы 4.1.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	16	17	18	19
2060	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	34	34	26	0,8	460,9	659,8
2061	0	0	0	0	0	0	131	145	3	1	32	32	25	0,8	457,5	659,1
2062	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	32	32	25	0,8	456,6	657,8
2063	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	32	32	25	0,7	455,7	656,5
2064	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	32	32	25	0,7	454,8	655,1
2065	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	31	31	24	0,7	457,1	647,9
2066	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	31	31	24	0,7	456,2	646,6
2067	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	31	31	24	0,6	455,3	645,3
2068	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	31	31	24	0,6	454,3	644,0
2069	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	31	31	24	0,6	453,4	642,7
2070	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	30	30	23	0,6	458,9	661,7
2071	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	30	30	23	0,6	457,9	660,4
2072	0	0	0	0	0	0	131	145	4	2	28	28	21	0,6	450,4	658,0
2073	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	27	27	20	0,6	457,8	657,3
2074	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	26	26	19	0,6	459,7	648,5
2075	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	26	26	19	0,5	458,8	647,2
2076	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	26	26	19	0,5	457,9	645,9
2077	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	25	25	18	0,5	455,2	642,1
2078	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	25	25	18	0,5	454,3	640,8
2079	0	0	0	0	0	0	131	145	2	0	23	23	18	0,5	458,4	639,5
2080	0	0	0	0	0	0	131	145	4	1	20	20	17	0,5	472,1	637,4
2081	0	0	0	0	0	0	131	145	2	1	19	19	16	0,6	477,9	636,3
2082	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	19	19	16	0,5	476,9	635,1
2083	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	19	19	16	0,5	476,0	633,8
2084	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	19	19	16	0,5	475,0	632,5
2085	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	19	19	16	0,5	474,1	631,3
2086	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	19	19	16	0,5	473,1	630,0
2087	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	19	19	16	0,5	472,2	628,7
2088	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	19	19	16	0,5	471,2	627,5
2089	0	0	0	0	0	0	131	145	0	0	19	19	16	0,5	470,3	626,2

Таблица 4.1.24 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект I. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	28,4490	0,16	4,1	16626,5	96,1	0,576	6581,4	6366,3	179911,6	179911,6	99,57	8355,2	203508,1	126,9	0,30	161,5
2025	31,6236	0,18	4,7	16658,1	96,3	0,577	6324,7	6079,2	186236,4	186236,4	99,50	6978,35	210486,4	110,1	0,332	161,9
2026	29,5080	0,17	4,6	16687,6	96,4	0,578	6158,3	5825,4	192394,6	192394,6	99,52	6574,36	217060,8	106,6	0,310	162,2
2027	27,1851	0,16	4,5	16714,8	96,6	0,579	5704,4	5643,4	198099,0	198099,0	99,52	6033,47	223094,2	105,6	0,285	162,5
2028	26,0379	0,15	4,5	16740,9	96,7	0,580	5632,1	5632,1	203731,1	203731,1	99,54	5631,52	228725,8	100,0	0,276	162,7
2029	24,9391	0,14	4,5	16765,8	96,8	0,581	5620,8	5620,8	209352,0	209352,0	99,56	5619,97	234345,7	100,0	0,264	163,0
2030	23,8867	0,14	4,5	16789,7	97,0	0,581	5609,6	5609,6	214961,6	214961,6	99,57	5608,46	239954,2	100,0	0,253	163,3
2031	22,8787	0,13	4,5	16812,6	97,1	0,582	5598,4	5598,4	220559,9	220559,9	99,59	5596,99	245551,2	100,0	0,243	163,5
2032	21,9132	0,13	4,6	16834,5	97,2	0,583	5587,2	5587,2	226147,1	226147,1	99,61	5585,55	251136,7	100,0	0,232	163,7
2033	20,9884	0,12	4,6	16855,5	97,3	0,584	5576,0	5576,0	231723,1	231723,1	99,62	5574,15	256710,9	100,0	0,222	164,0
2034	20,1027	0,12	4,6	16875,6	97,4	0,584	5564,9	5564,9	237288,0	237288,0	99,64	5562,77	262273,7	100,0	0,213	164,2
2035	19,2544	0,11	4,6	16894,8	97,5	0,585	5553,7	5553,7	242841,7	242841,7	99,65	5551,43	267825,1	100,0	0,204	164,4
2036	18,4419	0,11	4,6	16913,3	97,6	0,586	5542,6	5542,6	248384,3	248384,3	99,67	5540,12	273365,2	100,0	0,195	164,6
2037	17,6636	0,10	4,7	16930,9	97,7	0,586	5531,5	5531,5	253915,9	253915,9	99,68	5528,84	278894,1	100,0	0,187	164,8
2038	16,9217	0,10	4,7	16947,8	97,8	0,587	5520,5	5520,5	259436,3	259436,3	99,69	5517,60	284411,6	100,0	0,179	164,9
2039	16,2110	0,09	4,7	16964,1	97,9	0,587	5509,4	5509,4	264945,8	264945,8	99,71	5506,38	289918,0	100,0	0,172	165,1
2040	15,5302	0,09	4,7	16979,6	98,0	0,588	5498,4	5498,4	270444,2	270444,2	99,72	5495,19	295413,2	100,0	0,165	165,3
2041	14,8779	0,09	4,7	16994,5	98,1	0,588	5487,4	5487,4	275931,6	275931,6	99,73	5484,04	300897,3	100,0	0,158	165,4
2042	14,2530	0,08	4,8	17008,7	98,2	0,589	5476,4	5476,4	281408,0	281408,0	99,74	5472,91	306370,2	100,0	0,151	165,6
2043	13,6544	0,08	4,8	17022,4	98,3	0,589	5465,5	5465,5	286873,5	286873,5	99,75	5461,81	311832,0	100,0	0,145	165,7
2044	13,0809	0,08	4,8	17035,5	98,3	0,590	5454,6	5454,6	292328,1	292328,1	99,76	5450,74	317282,7	100,0	0,139	165,9
2045	12,5315	0,07	4,9	17048,0	98,4	0,590	5443,6	5443,6	297771,7	297771,7	99,77	5439,70	322722,4	100,0	0,133	166,0
2046	12,0052	0,07	4,9	17060,0	98,5	0,591	5432,8	5432,8	303204,5	303204,5	99,78	5428,69	328151,1	100,0	0,127	166,1
2047	11,5010	0,07	4,9	17071,5	98,6	0,591	5421,9	5421,9	308626,3	308626,3	99,79	5417,70	333568,8	100,0	0,122	166,3
2048	11,0294	0,06	5,0	17082,5	98,6	0,591	5411,0	5411,0	314037,4	314037,4	99,80	5406,75	338975,6	100,0	0,117	166,4
2049	10,5772	0,06	5,0	17093,1	98,7	0,592	5400,2	5400,2	319437,6	319437,6	99,80	5395,82	344371,4	100,0	0,112	166,5
2050	10,1330	0,06	5,1	17103,2	98,7	0,592	5389,4	5389,4	324827,0	324827,0	99,81	5384,91	349756,3	100,0	0,107	166,6
2051	9,7074	0,06	5,1	17112,9	98,8	0,593	5378,6	5378,6	330205,7	330205,7	99,82	5374,03	355130,3	100,0	0,103	166,7
2052	9,2997	0,05	5,2	17122,2	98,9	0,593	5367,9	5367,9	335573,6	335573,6	99,83	5363,18	360493,5	100,0	0,099	166,8
2053	8,9091	0,05	5,2	17131,1	98,9	0,593	5357,2	5357,2	340930,7	340930,7	99,83	5352,36	365845,9	100,0	0,094	166,9
2054	8,5349	0,05	5,3	17139,7	99,0	0,594	5346,4	5346,4	346277,2	346277,2	99,84	5341,56	371187,4	100,0	0,090	167,0
2055	8,1765	0,05	5,3	17147,9	99,0	0,594	5335,7	5335,7	351612,9	351612,9	99,85	5330,78	376518,2	100,0	0,087	167,1
2056	7,8395	0,05	5,4	17155,7	99,1	0,594	5325,1	5325,1	356938,0	356938,0	99,85	5320,04	381838,2	100,0	0,083	167,1
2057	7,5181	0,04	5,5	17163,2	99,1	0,594	5314,4	5314,4	362252,4	362252,4	99,86	5309,31	387147,5	100,0	0,080	167,2
2058	7,2098	0,04	5,6	17170,4	99,2	0,595	5303,8	5303,8	367556,2	367556,2	99,86	5298,62	392446,2	100,0	0,076	167,3
2059	6,9142	0,04	5,6	17177,3	99,2	0,595	5293,2	5293,2	372849,4	372849,4	99,87	5287,94	397734,1	100,0	0,073	167,4
2060	6,6308	0,04	5,7	17184,0	99,3	0,595	5282,6	5282,6	378132,0	378132,0	99,87	5277,30	403011,4	100,0	0,070	167,4

Продолжение таблицы 4.1.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2061	6,3589	0,04	5,8	17190,3	99,3	0,595	5272,0	5272,0	383404,1	383404,1	99,88	5266,67	408278,1	100,0	0,067	167,5
2062	6,0982	0,04	5,9	17196,4	99,3	0,596	5261,5	5261,5	388665,5	388665,5	99,88	5256,07	413534,1	100,0	0,065	167,6
2063	5,8482	0,03	6,1	17202,3	99,4	0,596	5251,0	5251,0	393916,5	393916,5	99,89	5245,50	418779,6	100,0	0,062	167,6
2064	5,6084	0,03	6,2	17207,9	99,4	0,596	5240,5	5240,5	399157,0	399157,0	99,89	5234,95	424014,6	100,0	0,059	167,7
2065	5,3784	0,03	6,3	17213,3	99,4	0,596	5230,0	5230,0	404387,0	404387,0	99,90	5224,42	429239,0	100,0	0,057	167,8
2066	5,1579	0,03	6,5	17218,4	99,5	0,597	5219,5	5219,5	409606,5	409606,5	99,90	5213,91	434452,9	100,0	0,055	167,8
2067	4,9464	0,03	6,6	17223,4	99,5	0,597	5209,1	5209,1	414815,6	414815,6	99,91	5203,43	439656,3	100,0	0,052	167,9
2068	4,7436	0,03	6,8	17228,1	99,5	0,597	5198,7	5198,7	420014,3	420014,3	99,91	5192,97	444849,3	100,0	0,050	167,9
2069	4,5491	0,03	7,0	17232,7	99,6	0,597	5188,3	5188,3	425202,5	425202,5	99,91	5182,54	450031,9	100,0	0,048	168,0
2070	4,3626	0,03	7,2	17237,0	99,6	0,597	5177,9	5177,9	430380,4	430380,4	99,92	5172,12	455204,0	100,0	0,046	168,0
2071	4,1838	0,02	7,5	17241,2	99,6	0,597	5167,5	5167,5	435548,0	435548,0	99,92	5161,73	460365,7	100,0	0,044	168,1
2072	4,0122	0,02	7,7	17245,2	99,7	0,598	5157,2	5157,2	440705,2	440705,2	99,92	5151,37	465517,1	100,0	0,043	168,1
2073	3,8477	0,02	8,1	17249,1	99,7	0,598	5146,9	5146,9	445852,1	445852,1	99,93	5141,02	470658,1	100,0	0,041	168,1
2074	3,6900	0,02	8,4	17252,8	99,7	0,598	5136,6	5136,6	450988,7	450988,7	99,93	5130,70	475788,8	100,0	0,039	168,2
2075	3,5387	0,02	8,8	17256,3	99,7	0,598	5126,3	5126,3	456115,0	456115,0	99,93	5120,40	480909,2	100,0	0,038	168,2
2076	3,3936	0,02	9,2	17259,7	99,7	0,598	5116,1	5116,1	461231,1	461231,1	99,93	5110,12	486019,3	100,0	0,036	168,2
2077	3,2545	0,02	9,8	17262,9	99,8	0,598	5105,8	5105,8	466336,9	466336,9	99,94	5099,87	491119,2	100,0	0,034	168,3
2078	3,1210	0,02	10,4	17266,1	99,8	0,598	5095,6	5095,6	471432,5	471432,5	99,94	5089,63	496208,8	100,0	0,033	168,3
2079	2,9931	0,02	11,1	17269,1	99,8	0,599	5085,4	5085,4	476518,0	476518,0	99,94	5079,42	501288,2	100,0	0,032	168,3
2080	2,8704	0,02	12,0	17271,9	99,8	0,599	5075,3	5075,3	481593,2	481593,2	99,94	5069,23	506357,5	100,0	0,030	168,4
2081	2,7527	0,02	13,1	17274,7	99,8	0,599	5065,1	5065,1	486658,3	486658,3	99,95	5059,06	511416,5	100,0	0,029	168,4
2082	2,6398	0,02	14,4	17277,3	99,9	0,599	5055,0	5055,0	491713,3	491713,3	99,95	5048,92	516465,5	100,0	0,028	168,4
2083	2,5316	0,01	16,1	17279,8	99,9	0,599	5044,9	5044,9	496758,2	496758,2	99,95	5038,79	521504,3	100,0	0,027	168,5
2084	2,4278	0,01	18,5	17282,3	99,9	0,599	5034,8	5034,8	501793,0	501793,0	99,95	5028,69	526532,9	100,0	0,026	168,5
2085	2,3282	0,01	21,7	17284,6	99,9	0,599	5024,7	5024,7	506817,7	506817,7	99,95	5018,60	531551,5	100,0	0,025	168,5
2086	2,2328	0,01	26,6	17286,8	99,9	0,599	5014,7	5014,7	511832,4	511832,4	99,96	5008,54	536560,1	100,0	0,024	168,5
2087	2,1410	0,01	34,7	17289,0	99,9	0,599	5004,6	5004,6	516837,0	516837,0	99,96	4998,50	541558,6	100,0	0,023	168,6
2088	2,0530	0,01	51,0	17291,0	100,0	0,599	4994,6	4994,6	521831,6	521831,6	99,96	4988,48	546547,1	100,0	0,022	168,6
2089	1,9684	0,01	100,0	17293,0	100,0	0,600	4984,6	4984,6	526816,3	526816,3	99,96	4978,48	551525,6	100,0	0,021	168,6

Таблица 4.1.25 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект II. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод скв., с др. категории	Ввод из бездейс-твия	Фонд скв. с начала разра-ботки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, $м^3$/сут
	всего	добыв	нагнет						всего	нагнет.	всего	мех.	всего	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	16	17	18	19
2024	0	0	0	0	4	2	194	249	2	0	37	37	20	5,1	208,9	355,2
2025	0	0	0	0	0	1	194	249	3	1	36	36	19	3,87	160,0	305,0
2026	0	0	0	0	0	0	194	249	1	0	35	35	19	3,49	147,0	268,0
2027	0	0	0	0	0	0	194	249	2	1	34	34	18	3,26	138,0	261,0
2028	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	18	2,9	137,2	241,0
2029	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	18	2,8	136,5	239,8
2030	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	18	2,8	135,8	238,5
2031	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	18	2,7	135,1	237,3
2032	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	18	2,7	134,5	236,1
2033	0	0	0	0	0	0	194	249	1	1	34	34	17	2,7	133,8	234,9
2034	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	17	2,6	133,1	233,7
2035	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	17	2,6	132,5	232,5
2036	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	17	2,5	131,8	231,3
2037	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	17	2,5	130,9	230,1
2038	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	34	34	17	2,5	130,2	228,9
2039	0	0	0	0	0	1	194	249	2	1	34	34	16	2,5	133,5	225,9
2040	0	0	0	0	0	0	194	249	1	0	33	33	16	2,5	132,9	224,7
2041	0	0	0	0	0	0	194	249	1	0	32	32	16	2,6	132,6	223,6
2042	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	32	32	16	2,5	132,0	222,4
2043	0	0	0	1	0	0	194	249	0	0	31	31	16	2,5	131,3	221,3
2044	0	0	0	0	0	0	194	249	2	1	30	30	15	2,5	130,9	220,9
2045	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	30	30	15	2,5	130,2	219,8
2046	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	30	30	15	2,4	129,6	218,7
2047	0	0	0	0	0	0	194	249	1	0	29	29	15	2,5	129,3	217,5
2048	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	15	2,4	128,7	216,4
2049	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	15	2,4	128,0	215,3
2050	0	0	0	0	0	1	194	249	1	0	29	29	15	2,4	127,2	214,2
2051	0	0	0	0	0	0	194	249	1	1	29	29	14	2,4	126,6	212,2
2052	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	14	2,4	126,0	211,1
2053	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	14	2,3	125,3	210,1
2054	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	14	2,3	124,7	209,0
2055	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	14	2,3	124,1	207,9
2056	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	14	2,2	123,5	206,9
2057	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	14	2,2	122,8	205,8
2058	0	0	0	0	0	0	194	249	1	1	29	29	13	2,1	122,2	204,8
2059	0	0	0	0	0	0	194	249	1	0	28	28	13	2,2	121,1	203,7
2060	0	0	0	0	0	1	194	249	0	0	29	29	13	2,2	120,5	202,7

Продолжение таблицы 4.1.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	16	17	18	19
2061	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	13	2,1	119,9	201,6
2062	0	0	0	0	0	0	194	249	1	1	29	29	12	2,1	119,3	200,1
2063	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	12	2,1	118,7	199,1
2064	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	12	2,0	118,1	198,1
2065	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	12	2,0	117,4	196,9
2066	0	0	0	0	0	0	194	249	1	1	29	29	11	2,0	116,7	195,7
2067	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	11	1,9	116,0	194,5
2068	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	11	1,9	115,3	193,3
2069	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	11	1,9	114,6	192,2
2070	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	29	29	11	1,8	113,9	191,0
2071	0	0	0	0	0	0	194	249	1	0	28	28	11	1,9	113,4	189,8
2072	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	11	1,8	112,8	188,7
2073	0	0	0	0	0	0	194	249	1	1	28	28	10	1,8	112,1	185,2
2074	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,8	111,4	184,1
2075	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,8	110,7	182,9
2076	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,7	110,1	181,8
2077	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,7	109,4	180,7
2078	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,7	108,8	179,6
2079	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,6	108,1	178,5
2080	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,6	107,5	177,5
2081	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,6	106,8	176,4
2082	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,6	106,2	175,3
2083	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,5	105,5	174,2
2084	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,5	104,9	173,2
2085	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,5	104,3	172,1
2086	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,5	103,6	171,1
2087	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,4	103,0	170,1
2088	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,4	102,4	169,0
2089	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,4	101,8	168,0
2090	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,4	101,2	167,0
2091	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,4	100,6	166,0
2092	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,3	100,0	165,0
2093	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,3	99,4	164,0
2094	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,3	98,8	163,0
2095	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,3	98,2	162,0
2096	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,2	97,6	161,0
2097	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,2	97,0	160,0
2098	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,2	96,4	159,0
2099	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,2	95,8	158,1
2100	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,2	95,3	157,1
2101	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,1	94,7	156,2
2102	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,1	94,1	155,2

Продолжение таблицы 4.1.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	16	17	18	19
2103	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,1	93,6	154,3
2104	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,1	93,0	153,4
2105	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,1	92,4	152,4
2106	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,1	91,9	151,5
2107	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,0	91,3	150,6
2108	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,0	90,8	149,7
2109	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,0	90,2	148,8
2110	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,0	89,7	147,9
2111	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,0	89,2	147,0
2112	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	1,0	88,6	146,1
2113	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,9	88,1	145,2
2114	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,9	87,6	144,3
2115	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,9	87,0	143,4
2116	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,8	86,5	142,6
2117	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,8	86,0	141,7
2118	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,8	85,5	140,9
2119	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,8	85,0	140,0
2120	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,8	84,5	139,2
2121	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,8	84,0	138,3
2122	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,7	83,5	137,5
2123	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,7	83,0	136,7
2124	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,7	82,5	135,8
2125	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,7	82,0	135,0
2126	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,7	81,5	134,2
2127	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,7	81,0	133,4
2128	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,7	80,5	132,6
2129	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,6	80,0	131,8
2130	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,6	79,5	131,0
2131	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,6	79,1	130,2
2132	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,6	78,6	129,4
2133	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,6	78,1	128,6
2134	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,6	77,6	127,8
2135	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,6	77,2	127,1
2136	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,6	76,7	126,3
2137	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	76,3	125,5
2138	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	75,8	124,8
2139	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	75,3	124,0
2140	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	74,9	123,3
2141	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	74,4	122,5
2142	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	74,0	121,8
2143	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	73,5	121,1
2144	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	73,1	120,3
2145	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	72,7	119,6
2146	0	0	0	0	0	0	194	249	0	0	28	28	10	0,5	72,2	118,9

Таблица 4.1.26 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект II. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводнен-ность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	48,970	0,2	2,9	18798,0	92,0	0,544	2007,5	2007,5	99868,4	99868,4	97,6	2131,7	105781,5	104,8	5,548	2703,6
2025	37,574	0,2	2,3	18835,5	92,2	0,545	1553,44	1553,4	101421,9	101421,9	97,6	1692,14	107473,7	106,6	4,246	2707,9
2026	32,861	0,2	2,1	18868,4	92,3	0,546	1376,251	1376,3	102798,1	102798,1	97,6	1486,86	108960,5	105,8	3,713	2711,6
2027	29,482	0,1	1,9	18897,9	92,5	0,547	1244,139	1244,1	104042,2	104042,2	97,63	1357,53	110318,1	106,9	3,243	2714,8
2028	29,00	0,1	1,9	18926,9	92,6	0,547	1237,918	1237,9	105280,2	105280,2	97,66	1253,5	111571,5	100	3,126	2718,0
2029	28,53	0,1	1,9	18955,4	92,8	0,548	1231,729	1231,7	106511,9	106511,9	97,68	1247,0	112818,6	100	3,076	2721,1
2030	28,07	0,1	1,9	18983,5	92,9	0,549	1225,570	1225,6	107737,5	107737,5	97,71	1240,6	114059,2	100	3,026	2724,1
2031	27,62	0,1	1,9	19011,1	93,0	0,550	1219,442	1219,4	108956,9	108956,9	97,74	1234,3	115293,4	100	2,977	2727,1
2032	27,17	0,1	1,9	19038,3	93,2	0,551	1213,345	1213,3	110170,3	110170,3	97,76	1227,9	116521,4	100	2,929	2730,0
2033	26,73	0,1	1,9	19065,0	93,3	0,551	1207,278	1207,3	111377,5	111377,5	97,79	1221,6	117743,0	100	2,881	2732,9
2034	26,30	0,1	1,9	19091,3	93,4	0,552	1201,242	1201,2	112578,8	112578,8	97,81	1215,3	118958,3	100	2,835	2735,7
2035	25,87	0,1	1,9	19117,2	93,6	0,553	1195,236	1195,2	113774,0	113774,0	97,84	1209,1	120167,4	100	2,789	2738,5
2036	25,45	0,1	1,9	19142,6	93,7	0,554	1189,259	1189,3	114963,3	114963,3	97,86	1202,9	121370,3	100	2,743	2741,2
2037	25,04	0,1	1,9	19167,7	93,8	0,554	1183,313	1183,3	116146,6	116146,6	97,88	1196,7	122567,1	100	2,699	2743,9
2038	24,63	0,1	1,9	19192,3	93,9	0,555	1177,397	1177,4	117324,0	117324,0	97,91	1190,6	123757,7	100	2,655	2746,6
2039	24,23	0,1	2,0	19216,5	94,0	0,556	1171,510	1171,5	118495,5	118495,5	97,93	1184,5	124942,2	100	2,612	2749,2
2040	23,84	0,1	2,0	19240,4	94,2	0,556	1165,652	1165,7	119661,1	119661,1	97,95	1178,4	126120,6	100	2,570	2751,8
2041	23,46	0,1	2,0	19263,8	94,3	0,557	1159,824	1159,8	120821,0	120821,0	97,98	1172,4	127293,0	100	2,528	2754,3
2042	23,08	0,1	2,0	19286,9	94,4	0,558	1154,025	1154,0	121975,0	121975,0	98,00	1166,4	128459,4	100	2,487	2756,8
2043	22,70	0,1	2,0	19309,6	94,5	0,558	1148,255	1148,3	123123,2	123123,2	98,02	1160,4	129619,8	100	2,447	2759,2
2044	22,33	0,1	2,0	19331,9	94,6	0,559	1142,513	1142,5	124265,8	124265,8	98,05	1154,5	130774,3	100	2,407	2761,6
2045	21,97	0,1	2,0	19353,9	94,7	0,560	1136,801	1136,8	125402,6	125402,6	98,07	1148,6	131922,9	100	2,368	2764,0
2046	21,62	0,1	2,0	19375,5	94,8	0,560	1131,117	1131,1	126533,7	126533,7	98,09	1142,7	133065,6	100	2,330	2766,3
2047	21,27	0,1	2,0	19396,8	94,9	0,561	1125,461	1125,5	127659,1	127659,1	98,11	1136,9	134202,5	100	2,292	2768,6
2048	20,92	0,1	2,0	19417,7	95,0	0,562	1119,834	1119,8	128779,0	128779,0	98,13	1131,1	135333,5	100	2,255	2770,9
2049	20,58	0,1	2,0	19438,3	95,1	0,562	1114,235	1114,2	129893,2	129893,2	98,15	1125,3	136458,8	100	2,219	2773,1
2050	20,25	0,1	2,0	19458,5	95,2	0,563	1108,663	1108,7	131001,9	131001,9	98,17	1119,5	137578,3	100	2,183	2775,3
2051	19,92	0,1	2,0	19478,5	95,3	0,563	1103,120	1103,1	132105,0	132105,0	98,19	1113,8	138692,1	100	2,147	2777,4
2052	19,60	0,1	2,1	19498,1	95,4	0,564	1097,605	1097,6	133202,6	133202,6	98,21	1108,1	139800,2	100	2,113	2779,5
2053	19,28	0,1	2,1	19517,3	95,5	0,564	1092,117	1092,1	134294,7	134294,7	98,23	1102,5	140902,7	100	2,078	2781,6
2054	18,97	0,1	2,1	19536,3	95,6	0,565	1086,656	1086,7	135381,4	135381,4	98,25	1096,8	141999,5	100	2,045	2783,7
2055	18,66	0,1	2,1	19555,0	95,7	0,566	1081,223	1081,2	136462,6	136462,6	98,27	1091,2	143090,8	100	2,012	2785,7
2056	18,36	0,1	2,1	19573,3	95,8	0,566	1075,817	1075,8	137538,4	137538,4	98,29	1085,7	144176,4	100	1,979	2787,7
2057	18,06	0,1	2,1	19591,4	95,9	0,567	1070,437	1070,4	138608,8	138608,8	98,31	1080,1	145256,5	100	1,947	2789,6
2058	17,77	0,1	2,1	19609,2	96,0	0,567	1065,085	1065,1	139673,9	139673,9	98,33	1074,6	146331,1	100	1,915	2791,5
2059	17,48	0,1	2,1	19626,7	96,0	0,568	1059,760	1059,8	140733,7	140733,7	98,35	1069,1	147400,3	100	1,884	2793,4
2060	17,20	0,1	2,1	19643,8	96,1	0,568	1054,461	1054,5	141788,1	141788,1	98,37	1063,7	148464,0	100	1,854	2795,3
2061	16,92	0,1	2,1	19660,8	96,2	0,569	1049,189	1049,2	142837,3	142837,3	98,39	1058,3	149522,2	100	1,824	2797,1
2062	16,65	0,1	2,2	19677,4	96,3	0,569	1043,943	1043,9	143881,3	143881,3	98,41	1052,9	150575,1	100	1,794	2798,9
2063	16,38	0,1	2,2	19693,8	96,4	0,570	1038,723	1038,7	144920,0	144920,0	98,42	1047,5	151622,6	100	1,765	2800,6
2064	16,11	0,1	2,2	19709,9	96,5	0,570	1033,529	1033,5	145953,5	145953,5	98,44	1042,2	152664,8	100	1,737	2802,4
2065	15,85	0,1	2,2	19725,7	96,5	0,571	1027,328	1027,3	146980,9	146980,9	98,46	1035,8	153700,6	100	1,708	2804,1
2066	15,59	0,1	2,2	19741,3	96,6	0,571	1021,164	1021,2	148002,0	148002,0	98,47	1029,5	154730,1	100	1,681	2805,8
2067	15,34	0,1	2,2	19756,7	96,7	0,571	1015,037	1015,0	149017,1	149017,1	98,49	1023,3	155753,4	100	1,654	2807,4
2067	15,34	0,1	2,2	19756,7	96,7	0,571	1015,037	1015,0	149017,1	149017,1	98,49	1023,3	155753,4	100	1,654	2807,4

Продолжение таблицы 4.1.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2068	15,09	0,07	2,2	19771,8	96,8	0,572	1008,947	1008,9	150026,0	150026,0	98,50	1017,0	156770,4	100	1,627	2809,0
2069	14,85	0,07	2,2	19786,6	96,8	0,572	1002,893	1002,9	151028,9	151028,9	98,52	1010,9	157781,3	100	1,600	2810,6
2070	14,61	0,07	2,3	19801,2	96,9	0,573	996,876	996,9	152025,8	152025,8	98,53	1004,7	158786,0	100	1,574	2812,2
2071	14,37	0,07	2,3	19815,6	97,0	0,573	990,895	990,9	153016,7	153016,7	98,55	998,6	159784,6	100	1,549	2813,8
2072	14,14	0,07	2,3	19829,7	97,0	0,574	984,949	984,9	154001,6	154001,6	98,56	992,5	160777,1	100	1,524	2815,3
2073	13,91	0,07	2,3	19843,7	97,1	0,574	979,040	979,0	154980,7	154980,7	98,58	986,5	161763,6	100	1,500	2816,8
2074	13,69	0,07	2,3	19857,3	97,2	0,574	973,166	973,2	155953,8	155953,8	98,59	980,5	162744,1	100	1,475	2818,3
2075	13,47	0,07	2,3	19870,8	97,2	0,575	967,327	967,3	156921,1	156921,1	98,61	974,5	163718,7	100	1,452	2819,7
2076	13,25	0,06	2,4	19884,1	97,3	0,575	961,523	961,5	157882,7	157882,7	98,62	968,6	164687,3	100	1,428	2821,2
2077	13,04	0,06	2,4	19897,1	97,4	0,575	955,753	955,8	158838,4	158838,4	98,64	962,7	165650,0	100	1,405	2822,6
2078	12,83	0,06	2,4	19909,9	97,4	0,576	950,019	950,0	159788,4	159788,4	98,65	956,9	166606,9	100	1,383	2823,9
2079	12,62	0,06	2,4	19922,5	97,5	0,576	944,319	944,3	160732,8	160732,8	98,66	951,1	167558,0	100	1,360	2825,3
2080	12,42	0,06	2,4	19935,0	97,6	0,577	938,653	938,7	161671,4	161671,4	98,68	945,3	168503,3	100	1,339	2826,6
2081	12,22	0,06	2,4	19947,2	97,6	0,577	933,021	933,0	162604,4	162604,4	98,69	939,6	169442,9	100	1,317	2828,0
2082	12,02	0,06	2,5	19959,2	97,7	0,577	927,423	927,4	163531,9	163531,9	98,70	933,9	170376,8	100	1,296	2829,3
2083	11,83	0,06	2,5	19971,0	97,7	0,578	921,858	921,9	164453,7	164453,7	98,72	928,2	171305,0	100	1,275	2830,5
2084	11,64	0,06	2,5	19982,7	97,8	0,578	916,327	916,3	165370,0	165370,0	98,73	922,6	172227,5	100	1,254	2831,8
2085	11,45	0,06	2,5	19994,1	97,8	0,578	910,829	910,8	166280,9	166280,9	98,74	917,0	173144,5	100	1,234	2833,0
2086	11,27	0,06	2,6	20005,4	97,9	0,579	905,364	905,4	167186,2	167186,2	98,76	911,4	174055,9	100	1,214	2834,2
2087	11,08	0,05	2,6	20016,5	98,0	0,579	899,932	899,9	168086,2	168086,2	98,77	905,9	174961,8	100	1,195	2835,4
2088	10,91	0,05	2,6	20027,4	98,0	0,579	894,532	894,5	168980,7	168980,7	98,78	900,4	175862,2	100	1,176	2836,6
2089	10,73	0,05	2,6	20038,1	98,1	0,580	889,165	889,2	169869,9	169869,9	98,79	894,9	176757,1	100	1,157	2837,8
2090	10,56	0,05	2,7	20048,7	98,1	0,580	883,830	883,8	170753,7	170753,7	98,81	889,5	177646,6	100	1,138	2838,9
2091	10,39	0,05	2,7	20059,1	98,2	0,580	878,527	878,5	171632,2	171632,2	98,82	884,1	178530,7	100	1,120	2840,0
2092	10,22	0,05	2,7	20069,3	98,2	0,580	873,256	873,3	172505,5	172505,5	98,83	878,7	179409,4	100	1,102	2841,1
2093	10,06	0,05	2,8	20079,3	98,3	0,581	868,017	868,0	173373,5	173373,5	98,84	873,4	180282,8	100	1,084	2842,2
2094	9,89	0,05	2,8	20089,2	98,3	0,581	862,808	862,8	174236,3	174236,3	98,85	868,1	181150,9	100	1,066	2843,3
2095	9,73	0,05	2,8	20099,0	98,4	0,581	857,632	857,6	175093,9	175093,9	98,86	862,9	182013,8	100	1,049	2844,3
2096	9,58	0,05	2,9	20108,5	98,4	0,582	852,486	852,5	175946,4	175946,4	98,88	857,6	182871,4	100	1,032	2845,3
2097	9,42	0,05	2,9	20118,0	98,5	0,582	847,371	847,4	176793,8	176793,8	98,89	852,4	183723,8	100	1,016	2846,4
2098	9,27	0,05	2,9	20127,2	98,5	0,582	842,287	842,3	177636,1	177636,1	98,90	847,3	184571,1	100	0,999	2847,4
2099	9,12	0,04	3,0	20136,4	98,5	0,582	837,233	837,2	178473,3	178473,3	98,91	842,1	185413,2	100	0,983	2848,3
2100	8,98	0,04	3,0	20145,3	98,6	0,583	832,210	832,2	179305,5	179305,5	98,92	837,0	186250,2	100	0,968	2849,3
2101	8,83	0,04	3,1	20154,2	98,6	0,583	827,216	827,2	180132,7	180132,7	98,93	832,0	187082,2	100	0,952	2850,3
2102	8,69	0,04	3,1	20162,8	98,7	0,583	822,253	822,3	180955,0	180955,0	98,94	826,9	187909,1	100	0,937	2851,2
2103	8,55	0,04	3,2	20171,4	98,7	0,583	817,319	817,3	181772,3	181772,3	98,95	821,9	188731,0	100	0,922	2852,1
2104	8,41	0,04	3,2	20179,8	98,8	0,584	812,416	812,4	182584,7	182584,7	98,96	816,9	189547,9	100	0,907	2853,0
2105	8,28	0,04	3,3	20188,1	98,8	0,584	807,541	807,5	183392,3	183392,3	98,98	812,0	190359,9	100	0,892	2853,9
2106	8,14	0,04	3,3	20196,2	98,8	0,584	802,696	802,7	184195,0	184195,0	98,99	807,1	191167,0	100	0,878	2854,8
2107	8,01	0,04	3,4	20204,2	98,9	0,584	797,880	797,9	184992,8	184992,8	99,00	802,2	191969,1	100	0,864	2855,7
2108	7,88	0,04	3,4	20212,1	98,9	0,585	793,092	793,1	185785,9	185785,9	99,01	797,3	192766,5	100	0,850	2856,5
2109	7,76	0,04	3,5	20219,9	99,0	0,585	788,334	788,3	186574,3	186574,3	99,02	792,5	193559,0	100	0,836	2857,3
2110	7,63	0,04	3,6	20227,5	99,0	0,585	783,604	783,6	187357,9	187357,9	99,03	787,7	194346,7	100	0,823	2858,2
2111	7,51	0,04	3,6	20235,0	99,0	0,585	778,902	778,9	188136,8	188136,8	99,04	782,9	195129,6	100	0,809	2859,0
2112	7,39	0,04	3,7	20242,4	99,1	0,585	774,229	774,2	188911,0	188911,0	99,05	778,2	195907,8	100	0,796	2859,8
2113	7,27	0,04	3,8	20249,7	99,1	0,586	769,583	769,6	189680,6	189680,6	99,06	773,5	196681,3	100	0,783	2860,6
2114	7,15	0,03	3,9	20256,8	99,1	0,586	764,966	765,0	190445,6	190445,6	99,07	768,8	197450,1	100	0,771	2861,3
2115	7,04	0,03	4,0	20263,9	99,2	0,586	760,376	760,4	191205,9	191205,9	99,07	764,1	198214,2	100	0,758	2862,1
2116	6,92	0,03	4,1	20270,8	99,2	0,586	755,814	755,8	191961,7	191961,7	99,08	759,5	198973,7	100	0,746	2862,8
2117	6,81	0,03	4,2	20277,6	99,2	0,586	751,279	751,3	192713,0	192713,0	99,09	754,9	199728,7	100	0,734	2863,6

Продолжение таблицы 4.1.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2118	6,70	0,03	4,3	20284,3	99,3	0,587	746,771	746,8	193459,8	193459,8	99,10	750,4	200479,0	100	0,722	2864,3
2119	6,59	0,03	4,4	20290,9	99,3	0,587	742,291	742,3	194202,1	194202,1	99,11	745,8	201224,8	100	0,711	2865,0
2120	6,49	0,03	4,5	20297,4	99,3	0,587	737,837	737,8	194939,9	194939,9	99,12	741,3	201966,2	100	0,699	2865,7
2121	6,38	0,03	4,7	20303,8	99,4	0,587	733,410	733,4	195673,3	195673,3	99,13	736,8	202703,0	100	0,688	2866,4
2122	6,28	0,03	4,8	20310,0	99,4	0,587	729,009	729,0	196402,3	196402,3	99,14	732,4	203435,4	100	0,677	2867,1
2123	6,18	0,03	5,0	20316,2	99,4	0,588	724,635	724,6	197127,0	197127,0	99,15	727,9	204163,3	100	0,666	2867,7
2124	6,08	0,03	5,2	20322,3	99,5	0,588	720,288	720,3	197847,3	197847,3	99,16	723,5	204886,9	100	0,655	2868,4
2125	5,98	0,03	5,4	20328,3	99,5	0,588	715,966	716,0	198563,2	198563,2	99,16	719,2	205606,0	100	0,645	2869,0
2126	5,89	0,03	5,6	20334,2	99,5	0,588	711,670	711,7	199274,9	199274,9	99,17	714,8	206320,9	100	0,635	2869,7
2127	5,79	0,03	5,8	20340,0	99,5	0,588	707,400	707,4	199982,3	199982,3	99,18	710,5	207031,4	100	0,624	2870,3
2128	5,70	0,03	6,1	20345,7	99,6	0,588	703,156	703,2	200685,5	200685,5	99,19	706,2	207737,6	100	0,614	2870,9
2129	5,61	0,03	6,3	20351,3	99,6	0,589	698,937	698,9	201384,4	201384,4	99,20	701,9	208439,5	100	0,605	2871,5
2130	5,52	0,03	6,7	20356,8	99,6	0,589	694,743	694,7	202079,1	202079,1	99,21	697,7	209137,2	100	0,595	2872,1
2131	5,43	0,03	7,0	20362,2	99,6	0,589	690,575	690,6	202769,7	202769,7	99,21	693,5	209830,7	100	0,585	2872,7
2132	5,34	0,03	7,4	20367,6	99,7	0,589	686,431	686,4	203456,1	203456,1	99,22	689,3	210520,0	100	0,576	2873,3
2133	5,26	0,03	7,9	20372,8	99,7	0,589	682,313	682,3	204138,5	204138,5	99,23	685,1	211205,2	100	0,567	2873,8
2134	5,17	0,03	8,5	20378,0	99,7	0,589	678,219	678,2	204816,7	204816,7	99,24	681,0	211886,1	100	0,558	2874,4
2135	5,09	0,02	9,1	20383,1	99,8	0,590	674,149	674,1	205490,8	205490,8	99,24	676,9	212563,0	100	0,549	2874,9
2136	5,01	0,02	9,8	20388,1	99,8	0,590	670,105	670,1	206160,9	206160,9	99,25	672,8	213235,8	100	0,540	2875,5
2137	4,93	0,02	10,7	20393,0	99,8	0,590	666,084	666,1	206827,0	206827,0	99,26	668,7	213904,5	100	0,531	2876,0
2138	4,85	0,02	11,8	20397,9	99,8	0,590	662,087	662,1	207489,1	207489,1	99,27	664,7	214569,2	100	0,523	2876,5
2139	4,77	0,02	13,2	20402,7	99,8	0,590	658,115	658,1	208147,2	208147,2	99,27	660,7	215229,9	100	0,515	2877,1
2140	4,70	0,02	15,0	20407,4	99,9	0,590	654,166	654,2	208801,4	208801,4	99,28	656,7	215886,6	100	0,506	2877,6
2141	4,62	0,02	17,3	20412,0	99,9	0,590	650,241	650,2	209451,6	209451,6	99,29	652,7	216539,3	100	0,498	2878,1
2142	4,55	0,02	20,6	20416,5	99,91	0,590	646,340	646,3	210098,0	210098,0	99,30	648,8	217188,1	100	0,490	2878,5
2143	4,48	0,02	25,6	20421,0	99,94	0,591	642,462	642,5	210740,4	210740,4	99,30	644,9	217832,9	100	0,482	2879,0
2144	4,40	0,02	33,9	20425,4	99,958	0,591	638,607	638,6	211379,0	211379,0	99,31	641,0	218473,9	100	0,475	2879,5
2145	4,33	0,02	50,4	20429,7	99,979	0,591	634,775	634,8	212013,8	212013,8	99,32	637,1	219111,0	100	0,467	2880,0
2146	4,26	0,02	100,0	20434,0	100,000	0,591	630,967	631,0	212644,8	212644,8	99,32	633,3	219744,3	100	0,460	2880,4

Таблица 4.1.27 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект III. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД из др. объекта	Ввод из др. категорий	Фонд скв. с начала разра-ботки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, $м^3$/сут
	Всего	Добыв	Нагнет					Всего	Нагнет.	Всего	Мех.	всего	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2024	0	0	0	1	1	25	32	0	0	3	3	4	3,9	116,5	314,0
2025	0	0	0	0	1	25	32	1	0	3	3	3	4,8	123,0	220,0
2026	0	0	0	0	1	25	32	1	0	3	3	3	5,5	170,0	179,0
2027	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,5	150,0	195,0
2028	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,3	147,6	190,6
2029	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,2	145,2	188,1
2030	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,2	143,9	186,9
2031	0	0	0	0	1	25	32	1	0	3	3	3	4,5	143,9	185,4
2032	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,4	142,5	184,1
2033	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,3	142,4	181,6
2034	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,2	141,1	180,2
2035	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,1	139,8	179,3
2036	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	4,0	138,4	179,1
2037	0	0	0	0	1	25	32	0	0	4	4	3	2,9	100,2	179,0
2038	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,9	102,9	178,8
2039	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,9	101,9	178,7
2040	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,8	101,0	178,6
2041	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,7	100,0	178,4
2042	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,6	98,4	178,3
2043	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,6	98,1	178,1
2044	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,5	97,2	178,0
2045	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,4	96,3	177,9
2046	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,3	95,3	177,4
2047	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,3	95,1	176,1
2048	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	2,2	94,4	175,9
2049	0	0	0	0	1	25	32	0	0	5	5	3	1,9	71,6	174,6
2050	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,7	75,3	173,1
2051	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,7	73,9	172,7
2052	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,6	73,1	172,2
2053	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,6	72,4	171,7
2054	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,5	72,0	171,1
2055	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,5	71,9	171,0
2056	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,4	71,7	170,5
2057	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,3	71,4	170,1
2058	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,3	70,9	170,0
2059	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,3	70,8	168,7

Продолжение таблицы 4.1.27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2060	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,3	70,5	168,6
2061	0	0	0	1	0	25	32	0	0	4	4	4	1,6	87,7	122,5
2062	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	4	1,5	87,6	118,4
2063	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	4	1,4	86,5	115,8
2064	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	4	1,4	85,6	114,9
2065	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	4	1,3	84,8	114,0
2066	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	4	1,3	83,7	113,1
2067	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	4	1,3	83,1	110,9
2068	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	4	1,2	82,4	110,6
2069	0	0	0	0	1	25	32	1	1	5	5	3	1,3	85,8	146,9
2070	0	0	0	0	0	25	32	0	0	5	5	3	1,2	86,3	146,2
2071	0	0	0	1	0	25	32	1	1	4	4	3	1,1	79,5	146,5
2072	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	1,1	78,0	146,0
2073	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	1,0	77,8	145,5
2074	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	0,9	76,1	144,8
2075	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	0,9	75,2	143,6
2076	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	0,8	74,9	142,4
2077	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	0,8	74,8	141,2
2078	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	0,8	74,6	140,0
2079	0	0	0	0	0	25	32	0	0	4	4	3	0,8	74,4	138,8
2080	0	0	0	1	0	25	32	1	1	3	3	3	0,7	66,0	138,2
2081	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,7	66,0	137,7
2082	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,7	65,8	137,4
2083	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,7	65,7	137,1
2084	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	65,6	137,0
2085	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	65,6	136,9
2086	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	65,5	136,3
2087	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	65,5	136,0
2088	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	65,4	135,5
2089	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	65,4	135,1
2090	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	65,2	134,7
2091	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	65,1	133,9
2092	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,9	133,3
2093	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,8	132,8
2094	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,7	132,2
2095	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,5	131,9
2096	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,4	131,4
2097	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,3	130,2
2098	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,3	129,9
2099	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,2	129,4
2100	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,0	129,1

Продолжение таблицы 4.1.27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2101	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	64,0	128,5
2102	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	63,9	128,0
2103	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	63,9	128,9
2104	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	63,8	127,8
2105	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	63,8	126,6
2106	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	63,6	126,0
2107	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,6	63,5	125,5
2108	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	63,4	125,1
2109	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	63,0	124,8
2110	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	63,0	124,5
2111	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	62,9	124,2
2112	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	62,8	123,9
2113	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	62,6	123,5
2114	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	62,2	123,1
2115	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	60,2	122,8
2116	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	59,9	122,5
2117	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	59,1	122,1
2118	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	59,0	121,9
2119	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	58,9	121,4
2120	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	58,8	120,6
2121	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,5	58,7	120,0
2122	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	119,8
2123	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	119,5
2124	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	118,8
2125	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	118,5
2126	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	118,2
2127	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	117,8
2128	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	117,7
2129	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	117,6
2130	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	117,5
2131	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	117,3
2132	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	117,1
2133	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	116,9
2134	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	116,7
2135	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	116,4
2136	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	116,0
2137	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,5	115,8
2138	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,4	115,6
2139	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,4	115,2
2140	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,4	114,8
2141	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,4	114,4
2142	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,4	58,4	113,3
2143	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	112,8
2144	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	112,3
2145	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	112,1
2146	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	110,9
2147	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	109,8
2148	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	107,8
2149	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	107,4
2150	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	105,1
2151	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	103,9
2152	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,4	102,8
2153	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,3	101,7
2154	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,3	100,8
2155	0	0	0	0	0	25	32	0	0	3	3	3	0,3	58,3	100,0

Таблица 4.1.28 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект III. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводнен-ность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	4,0	0,1	1,1	4667,4	92,6	0,453	121,4	121,4	13113,2	13113,2	96,7	265,9	29891,0	217,0	0,51	687,6
2025	4,2	0,1	1,1	4671,5	92,7	0,453	128,0	128,0	13241,2	13241,2	96,8	241,0	30132,0	181,8	**0,570**	688,1
2026	3,8	0,1	1,0	4675,3	92,8	0,454	117,9	117,9	13359,1	13359,1	96,8	196,0	30328,0	160,7	**0,516**	688,6
2027	3,1	0,1	0,8	4678,4	92,8	0,454	104,0	104,0	13463,1	13463,1	97,1	160,0	30488,0	149,1	**0,422**	689,1
2028	3,06	0,1	0,8	4681,4	92,9	0,454	103,92	103,9	13567,0	13567,0	97,1	105,7	30593,7	100	0,41	689,5
2029	3,05	0,1	0,9	4684,5	93,0	0,454	103,84	103,8	13670,8	13670,8	97,1	105,6	30699,2	100	0,41	689,9
2030	3,05	0,1	0,9	4687,5	93,0	0,455	103,76	103,8	13774,6	13774,6	97,1	105,5	30804,8	100	0,41	690,3
2031	3,05	0,1	0,9	4690,6	93,1	0,455	103,68	103,7	13878,3	13878,3	97,1	105,4	30910,2	100	0,41	690,7
2032	3,04	0,1	0,9	4693,6	93,1	0,455	103,60	103,6	13981,9	13981,9	97,1	105,3	31015,5	100	0,41	691,1
2033	3,04	0,1	0,9	4696,7	93,2	0,456	103,51	103,5	14085,4	14085,4	97,06	105,3	31120,8	100	0,41	691,5
2034	3,04	0,1	0,9	4699,7	93,3	0,456	103,43	103,4	14188,8	14188,8	97,06	105,2	31225,9	100	0,41	691,9
2035	3,03	0,1	0,9	4702,7	93,3	0,456	103,35	103,4	14292,2	14292,2	97,07	105,1	31331,0	100	0,41	692,4
2036	3,03	0,1	0,9	4705,8	93,4	0,457	103,27	103,3	14395,4	14395,4	97,07	105,0	31436,0	100	0,41	692,8
2037	3,03	0,1	0,9	4708,8	93,4	0,457	103,19	103,2	14498,6	14498,6	97,07	104,9	31541,0	100	0,41	693,2
2038	3,02	0,1	0,9	4711,8	93,5	0,457	103,11	103,1	14601,7	14601,7	97,07	104,8	31645,8	100	0,41	693,6
2039	3,02	0,1	0,9	4714,8	93,6	0,457	103,03	103,0	14704,8	14704,8	97,07	104,8	31750,6	100	0,41	694,0
2040	3,01	0,1	0,9	4717,8	93,6	0,458	102,95	103,0	14807,7	14807,7	97,07	104,7	31855,2	100	0,41	694,4
2041	3,01	0,1	0,9	4720,9	93,7	0,458	102,87	102,9	14910,6	14910,6	97,07	104,6	31959,8	100	0,41	694,8
2042	3,01	0,1	0,9	4723,9	93,7	0,458	102,79	102,8	15013,4	15013,4	97,07	104,5	32064,3	100	0,41	695,2
2043	3,01	0,1	1,0	4726,9	93,8	0,459	102,71	102,7	15116,1	15116,1	97,07	104,4	32168,8	100	0,41	695,6
2044	3,00	0,1	1,0	4729,9	93,9	0,459	102,63	102,6	15218,7	15218,7	97,07	104,3	32273,1	100	0,41	696,0
2045	3,00	0,1	1,0	4732,9	93,9	0,459	102,55	102,5	15321,3	15321,3	97,07	104,3	32377,4	100	0,41	696,4
2046	3,00	0,1	1,0	4735,9	94,0	0,459	102,47	102,5	15423,7	15423,7	97,08	104,2	32481,6	100	0,41	696,8
2047	2,99	0,1	1,0	4738,9	94,0	0,460	102,39	102,4	15526,1	15526,1	97,08	104,1	32585,7	100	0,40	697,2
2048	2,99	0,1	1,0	4741,9	94,1	0,460	102,31	102,3	15628,4	15628,4	97,08	104,0	32689,7	100	0,40	697,6
2049	2,99	0,1	1,0	4744,8	94,2	0,460	102,23	102,2	15730,7	15730,7	97,08	103,9	32793,7	100	0,40	698,0
2050	2,98	0,1	1,0	4747,8	94,2	0,461	102,15	102,2	15832,8	15832,8	97,08	103,9	32897,5	100	0,40	698,5
2051	2,98	0,1	1,0	4750,8	94,3	0,461	102,07	102,1	15934,9	15934,9	97,08	103,8	33001,3	100	0,40	698,9
2052	2,98	0,1	1,0	4753,8	94,3	0,461	101,99	102,0	16036,9	16036,9	97,08	103,7	33105,0	100	0,40	699,3
2053	2,98	0,1	1,0	4756,8	94,4	0,461	101,91	101,9	16138,8	16138,8	97,08	103,6	33208,6	100	0,40	699,7
2054	2,97	0,1	1,1	4759,7	94,5	0,462	101,83	101,8	16240,6	16240,6	97,08	103,5	33312,1	100	0,40	700,1
2055	2,97	0,1	1,1	4762,7	94,5	0,462	101,75	101,8	16342,4	16342,4	97,08	103,5	33415,6	100	0,40	700,5
2056	2,97	0,1	1,1	4765,7	94,6	0,462	101,67	101,7	16444,0	16444,0	97,08	103,4	33519,0	100	0,40	700,9
2057	2,96	0,1	1,1	4768,6	94,6	0,463	101,61	101,6	16545,7	16545,7	97,08	103,3	33622,3	100	0,40	701,3
2058	2,96	0,1	1,1	4771,6	94,7	0,463	101,55	101,6	16647,2	16647,2	97,08	103,2	33725,5	100	0,40	701,7
2059	2,96	0,1	1,1	4774,6	94,8	0,463	101,49	101,5	16748,7	16748,7	97,09	103,2	33828,7	100	0,40	702,1
2060	2,96	0,1	1,1	4777,5	94,8	0,463	101,43	101,4	16850,1	16850,1	97,09	103,1	33931,8	100	0,40	702,5

Продолжение таблицы 4.1.28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2061	2,95	0,1	1,1	4780,5	94,9	0,464	101,37	101,4	16951,5	16951,5	97,09	103,1	34034,9	100	0,40	702,9
2062	2,95	0,1	1,1	4783,4	94,9	0,464	101,31	101,3	17052,8	17052,8	97,09	103,0	34137,9	100	0,40	703,3
2063	2,95	0,1	1,2	4786,4	95,0	0,464	101,29	101,3	17154,1	17154,1	97,09	103,0	34240,9	100	0,40	703,7
2064	2,94	0,1	1,2	4789,3	95,0	0,465	101,27	101,3	17255,4	17255,4	97,09	103,0	34343,8	100	0,40	704,1
2065	2,94	0,1	1,2	4792,2	95,1	0,465	101,25	101,2	17356,6	17356,6	97,10	102,9	34446,7	100	0,40	704,5
2066	2,94	0,1	1,2	4795,2	95,2	0,465	101,23	101,2	17457,8	17457,8	97,10	102,9	34549,7	100	0,40	704,9
2067	2,93	0,1	1,2	4798,1	95,2	0,465	101,21	101,2	17559,0	17559,0	97,10	102,9	34652,5	100	0,40	705,3
2068	2,93	0,1	1,2	4801,0	95,3	0,466	101,19	101,2	17660,2	17660,2	97,10	102,9	34755,4	100	0,40	705,6
2069	2,93	0,1	1,2	4804,0	95,3	0,466	101,17	101,2	17761,4	17761,4	97,11	102,8	34858,3	100	0,40	706,0
2070	2,93	0,1	1,2	4806,9	95,4	0,466	101,15	101,1	17862,5	17862,5	97,11	102,8	34961,1	100	0,40	706,4
2071	2,92	0,1	1,3	4809,8	95,5	0,467	101,13	101,1	17963,7	17963,7	97,11	102,8	35063,9	100	0,40	706,8
2072	2,92	0,1	1,3	4812,7	95,5	0,467	101,11	101,1	18064,8	18064,8	97,11	102,8	35166,6	100	0,39	707,2
2073	2,92	0,1	1,3	4815,7	95,6	0,467	101,08	101,1	18165,9	18165,9	97,11	102,8	35269,4	100	0,39	707,6
2074	2,91	0,1	1,3	4818,6	95,6	0,467	101,06	101,1	18266,9	18266,9	97,12	102,7	35372,1	100	0,39	708,0
2075	2,91	0,1	1,3	4821,5	95,7	0,468	101,04	101,0	18368,0	18368,0	97,12	102,7	35474,9	100	0,39	708,4
2076	2,91	0,1	1,3	4824,4	95,7	0,468	101,02	101,0	18469,0	18469,0	97,12	102,7	35577,5	100	0,39	708,8
2077	2,91	0,1	1,4	4827,3	95,8	0,468	101,00	101,0	18570,0	18570,0	97,12	102,7	35680,2	100	0,39	709,2
2078	2,90	0,1	1,4	4830,2	95,9	0,469	100,98	101,0	18671,0	18671,0	97,13	102,6	35782,9	100	0,39	709,6
2079	2,90	0,1	1,4	4833,1	95,9	0,469	100,96	101,0	18771,9	18771,9	97,13	102,6	35885,5	100	0,39	710,0
2080	2,90	0,1	1,4	4836,0	96,0	0,469	100,94	100,9	18872,9	18872,9	97,13	102,6	35988,1	100	0,39	710,4
2081	2,89	0,1	1,4	4838,9	96,0	0,469	100,92	100,9	18973,8	18973,8	97,13	102,6	36090,7	100	0,39	710,8
2082	2,89	0,1	1,4	4841,8	96,1	0,470	100,90	100,9	19074,7	19074,7	97,13	102,6	36193,2	100	0,39	711,2
2083	2,89	0,1	1,5	4844,7	96,1	0,470	100,88	100,9	19175,6	19175,6	97,14	102,5	36295,8	100	0,39	711,5
2084	2,89	0,1	1,5	4847,6	96,2	0,470	100,86	100,9	19276,5	19276,5	97,14	102,5	36398,3	100	0,39	711,9
2085	2,88	0,1	1,5	4850,4	96,3	0,471	100,84	100,8	19377,3	19377,3	97,14	102,5	36500,8	100	0,39	712,3
2086	2,88	0,1	1,5	4853,3	96,3	0,471	100,82	100,8	19478,1	19478,1	97,14	102,5	36603,2	100	0,39	712,7
2087	2,88	0,1	1,5	4856,2	96,4	0,471	100,80	100,8	19578,9	19578,9	97,15	102,4	36705,7	100	0,39	713,1
2088	2,87	0,1	1,6	4859,1	96,4	0,471	100,78	100,8	19679,7	19679,7	97,15	102,4	36808,1	100	0,39	713,5
2089	2,87	0,1	1,6	4861,9	96,5	0,472	100,76	100,8	19780,5	19780,5	97,15	102,4	36910,5	100	0,39	713,9
2090	2,87	0,1	1,6	4864,8	96,5	0,472	100,74	100,7	19881,2	19881,2	97,15	102,4	37012,9	100	0,39	714,3
2091	2,86	0,1	1,6	4867,7	96,6	0,472	100,72	100,7	19981,9	19981,9	97,16	102,4	37115,3	100	0,39	714,7
2092	2,86	0,1	1,7	4870,5	96,7	0,473	100,70	100,7	20082,6	20082,6	97,16	102,3	37217,6	100	0,39	715,0
2093	2,86	0,1	1,7	4873,4	96,7	0,473	100,68	100,7	20183,3	20183,3	97,16	102,3	37319,9	100	0,39	715,4
2094	2,86	0,1	1,7	4876,3	96,8	0,473	100,66	100,7	20284,0	20284,0	97,16	102,3	37422,2	100	0,39	715,8
2095	2,85	0,1	1,8	4879,1	96,8	0,473	100,64	100,6	20384,6	20384,6	97,16	102,3	37524,5	100	0,39	716,2
2096	2,85	0,1	1,8	4882,0	96,9	0,474	100,62	100,6	20485,2	20485,2	97,17	102,3	37626,8	100	0,39	716,6
2097	2,85	0,1	1,8	4884,8	96,9	0,474	100,60	100,6	20585,8	20585,8	97,17	102,2	37729,0	100	0,39	717,0
2098	2,84	0,1	1,8	4887,6	97,0	0,474	100,58	100,6	20686,4	20686,4	97,17	102,2	37831,2	100	0,38	717,4
2099	2,84	0,1	1,9	4890,5	97,1	0,474	100,56	100,6	20787,0	20787,0	97,17	102,2	37933,4	100	0,38	717,7
2100	2,84	0,1	1,9	4893,3	97,1	0,475	100,54	100,5	20887,5	20887,5	97,18	102,2	38035,6	100	0,38	718,1

Продолжение таблицы 4.1.28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2101	2,84	0,1	1,9	4896,2	97,2	0,475	100,52	100,5	20988,0	20988,0	97,18	102,1	38137,7	100	0,38	718,5
2102	2,83	0,1	2,0	4899,0	97,2	0,475	100,50	100,5	21088,5	21088,5	97,18	102,1	38239,8	100	0,38	718,9
2103	2,83	0,1	2,0	4901,8	97,3	0,476	100,48	100,5	21189,0	21189,0	97,18	102,1	38341,9	100	0,38	719,3
2104	2,83	0,1	2,1	4904,7	97,3	0,476	100,46	100,5	21289,5	21289,5	97,19	102,1	38444,0	100	0,38	719,7
2105	2,83	0,1	2,1	4907,5	97,4	0,476	100,44	100,4	21389,9	21389,9	97,19	102,1	38546,1	100	0,38	720,0
2106	2,82	0,1	2,1	4910,3	97,4	0,476	100,42	100,4	21490,3	21490,3	97,20	102,0	38648,1	100	0,38	720,4
2107	2,81	0,1	2,2	4913,1	97,5	0,477	100,41	100,4	21590,7	21590,7	97,21	102,0	38750,1	100	0,38	720,8
2108	2,80	0,1	2,2	4915,9	97,6	0,477	100,40	100,4	21691,1	21691,1	97,22	102,0	38852,1	100	0,38	721,2
2109	2,79	0,1	2,3	4918,7	97,6	0,477	100,38	100,4	21791,5	21791,5	97,22	102,0	38954,1	100	0,38	721,6
2110	2,78	0,1	2,3	4921,5	97,7	0,477	100,37	100,4	21891,9	21891,9	97,23	102,0	39056,1	100	0,38	721,9
2111	2,77	0,1	2,4	4924,2	97,7	0,478	100,36	100,4	21992,3	21992,3	97,24	101,9	39158,0	100	0,37	722,3
2112	2,76	0,1	2,4	4927,0	97,8	0,478	100,35	100,3	22092,6	22092,6	97,25	101,9	39259,9	100	0,37	722,7
2113	2,75	0,1	2,5	4929,7	97,8	0,478	100,34	100,3	22192,9	22192,9	97,26	101,9	39361,8	100	0,37	723,0
2114	2,74	0,1	2,5	4932,5	97,9	0,479	100,32	100,3	22293,3	22293,3	97,27	101,9	39463,7	100	0,37	723,4
2115	2,73	0,05	2,6	4935,2	97,9	0,479	100,31	100,3	22393,6	22393,6	97,28	101,9	39565,6	100	0,37	723,8
2116	2,72	0,05	2,6	4937,9	98,0	0,479	100,30	100,3	22493,9	22493,9	97,29	101,9	39667,5	100	0,37	724,2
2117	2,71	0,05	2,7	4940,6	98,0	0,479	100,29	100,3	22594,2	22594,2	97,30	101,8	39769,3	100	0,37	724,5
2118	2,70	0,05	2,7	4943,3	98,1	0,480	100,28	100,3	22694,4	22694,4	97,31	101,8	39871,1	100	0,36	724,9
2119	2,69	0,05	2,8	4946,0	98,2	0,480	100,26	100,3	22794,7	22794,7	97,32	101,8	39972,9	100	0,36	725,2
2120	2,68	0,05	2,9	4948,7	98,2	0,480	100,25	100,3	22895,0	22895,0	97,32	101,8	40074,7	100	0,36	725,6
2121	2,68	0,05	3,0	4951,4	98,3	0,480	100,24	100,2	22995,2	22995,2	97,33	101,8	40176,5	100	0,36	726,0
2122	2,67	0,05	3,1	4954,1	98,3	0,481	100,23	100,2	23095,4	23095,4	97,33	101,8	40278,3	100	0,36	726,3
2123	2,67	0,05	3,1	4956,7	98,4	0,481	100,22	100,2	23195,6	23195,6	97,34	101,7	40380,0	100	0,36	726,7
2124	2,66	0,05	3,2	4959,4	98,4	0,481	100,21	100,2	23295,9	23295,9	97,34	101,7	40481,7	100	0,36	727,1
2125	2,66	0,05	3,3	4962,0	98,5	0,481	100,20	100,2	23396,1	23396,1	97,35	101,7	40583,5	100	0,36	727,4
2126	2,65	0,05	3,4	4964,7	98,5	0,482	100,19	100,2	23496,2	23496,2	97,35	101,7	40685,2	100	0,36	727,8
2127	2,65	0,05	3,6	4967,3	98,6	0,482	100,18	100,2	23596,4	23596,4	97,36	101,7	40786,9	100	0,36	728,1
2128	2,64	0,05	3,7	4970,0	98,6	0,482	100,17	100,2	23696,6	23696,6	97,36	101,7	40888,5	100	0,36	728,5
2129	2,64	0,05	3,8	4972,6	98,68	0,482	100,15	100,2	23796,7	23796,7	97,36	101,7	40990,2	100	0,36	728,8
2130	2,64	0,05	4,0	4975,3	98,74	0,483	100,14	100,1	23896,9	23896,9	97,37	101,7	41091,9	100	0,36	729,2
2131	2,63	0,05	4,1	4977,9	98,8	0,483	100,13	100,1	23997,0	23997,0	97,37	101,6	41193,5	100	0,36	729,6
2132	2,63	0,05	4,30	4980,5	98,8	0,483	100,12	100,1	24097,1	24097,1	97,38	101,6	41295,1	100	0,36	729,9
2133	2,62	0,05	4,49	4983,1	98,9	0,483	100,11	100,1	24197,2	24197,2	97,38	101,6	41396,7	100	0,35	730,3
2134	2,62	0,05	4,69	4985,8	98,9	0,484	100,10	100,1	24297,3	24297,3	97,38	101,6	41498,3	100	0,35	730,6
2135	2,62	0,05	4,91	4988,4	99,0	0,484	100,09	100,1	24397,4	24397,4	97,39	101,6	41599,9	100	0,35	731,0
2136	2,61	0,05	5,16	4991,0	99,0	0,484	100,08	100,1	24497,5	24497,5	97,39	101,6	41701,5	100	0,35	731,3
2137	2,61	0,05	5,43	4993,6	99,1	0,484	100,07	100,1	24597,6	24597,6	97,39	101,6	41803,1	100	0,35	731,7
2138	2,60	0,05	5,74	4996,2	99,2	0,485	100,05	100,1	24697,6	24697,6	97,40	101,5	41904,6	100	0,35	732,0
2139	2,60	0,05	6,08	4998,8	99,2	0,485	100,04	100,0	24797,7	24797,7	97,40	101,5	42006,1	100	0,35	732,4
2140	2,60	0,05	6,46	5001,4	99,3	0,485	100,03	100,0	24897,7	24897,7	97,40	101,5	42107,7	100	0,35	732,7
2141	2,59	0,05	6,89	5004,0	99,3	0,485	100,02	100,0	24997,7	24997,7	97,41	101,5	42209,2	100	0,35	733,1
2142	2,59	0,05	7,39	5006,6	99,4	0,486	100,01	100,0	25097,7	25097,7	97,41	101,5	42310,7	100	0,35	733,4
2143	2,58	0,05	8,0	5009,2	99,4	0,4859	100,00	100,0	25197,7	25197,7	97,42	101,5	42412,1	100	0,35	733,8
2144	2,58	0,05	8,6	5011,7	99,5	0,4862	99,99	100,0	25297,7	25297,7	97,42	101,5	42513,6	100	0,35	734,1
2145	2,58	0,05	9,5	5014,3	99,5	0,4864	99,98	100,0	25397,7	25397,7	97,42	101,5	42615,1	100	0,35	734,5
2146	2,57	0,05	10,4	5016,9	99,6	0,487	99,97	100,0	25497,7	25497,7	97,43	101,4	42716,5	100	0,35	734,8
2147	2,57	0,05	11,6	5019,5	99,6	0,487	99,96	100,0	25597,6	25597,6	97,43	101,4	42817,9	100	0,35	735,2
2148	2,54	0,05	13,0	5022,0	99,7	0,487	99,94	99,9	25697,6	25697,6	97,46	101,4	42919,3	100	0,34	735,5
2149	2,51	0,05	14,8	5024,5	99,7	0,487	99,93	99,9	25797,5	25797,5	97,49	101,4	43020,7	100	0,34	735,9
2150	2,48	0,05	17,1	5027,0	99,8	0,488	99,92	99,9	25897,4	25897,4	97,52	101,3	43122,0	100	0,34	736,2
2151	2,45	0,05	20,4	5029,4	99,8	0,488	99,91	99,9	25997,3	25997,3	97,55	101,3	43223,4	100	0,33	736,5
2152	2,42	0,05	25,4	5031,9	99,9	0,488	99,90	99,9	26097,2	26097,2	97,58	101,3	43324,6	100	0,33	736,9
2153	2,40	0,05	33,6	5034,3	99,9	0,488	99,89	99,9	26197,1	26197,1	97,60	101,3	43425,9	100	0,32	737,2
2154	2,38	0,05	50,2	5036,6	100,0	0,489	99,88	99,9	26297,0	26297,0	97,62	101,2	43527,1	100	0,32	737,5
2155	2,36	0,05	100,0	5039,0	100,0	0,489	99,87	99,9	26396,9	26396,9	97,64	101,2	43628,4	100	0,32	737,8

Таблица 4.1.29 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект IV. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод скв. в набл.фонд из освоении	Перевод скв. с др. категории	Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Ввод из бездействия	Фонд скв. с начала разработ-ки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скв. на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	Среднегодовой дебит, т/сут		Приемистость, $м^3$/сут
	Всего	Добыв	Нагнет							Всего	Нагнет.	Всего	Мех.	Всего	Нефти	Жидкости	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2024	3	3	0	1	1	1	1	29	42	0	0	10	10	3	4,5	101,3	236,4
2025	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	10	10	3	4,3	81,1	107,0
2026	0	0	0	0	0	1	0	29	42	0	0	9	9	4	4,5	94,5	66,5
2027	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	4,1	87,1	46,8
2028	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,9	82,3	31,5
2029	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,8	78,7	31,3
2030	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,7	75,4	31,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,6	72,2	30,8
2032	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,5	69,1	30,5
2033	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,3	66,2	30,3
2034	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,2	63,5	30,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,1	60,8	29,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	3,0	58,4	29,6
2037	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,9	56,0	29,4
2038	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,8	53,7	29,2
2039	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,7	51,6	28,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,7	49,5	28,7
2041	0	0	0	0	0	0	1	29	42	1	0	9	9	4	2,6	49,2	28,5
2042	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,5	48,9	28,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,4	48,6	28,1
2044	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,3	48,2	27,9
2045	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,2	47,8	27,7
2046	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,2	47,4	27,6
2047	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,1	47,0	27,4
2048	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,0	46,9	27,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	2,0	46,9	27,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,9	46,8	26,9
2051	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,9	46,8	26,7
2052	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,8	46,7	26,6
2053	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,8	46,6	26,4
2054	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,7	46,6	26,2
2055	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,7	46,5	26,1
2056	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,6	46,4	26,0
2057	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,6	46,4	25,8
2058	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,5	46,3	25,7
2059	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,5	46,2	25,5

продолжение таблицы 4.1.29

1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2060	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,5	46,1	25,4
2061	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,4	46,1	25,2
2062	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,4	46,0	25,1
2063	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	9	9	4	1,4	45,9	25,0
2064	0	0	0	0	0	0	0	29	42	5	0	4	4	4	1,5	24,0	24,9
2065	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,4	23,9	24,7
2066	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,4	23,8	24,6
2067	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,3	23,7	24,5
2068	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,3	23,6	24,4
2069	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,2	23,5	24,2
2070	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,2	23,4	24,1
2071	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,2	23,3	24,0
2072	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,1	23,2	23,9
2073	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,1	23,2	23,8
2074	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,1	23,1	23,7
2075	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,0	23,0	23,6
2076	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	1,0	22,9	23,5
2077	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,9	22,8	23,4
2078	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,9	22,8	23,3
2079	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,9	22,7	23,2
2080	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,8	22,6	23,1
2081	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,8	22,5	23,0
2082	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,8	22,4	22,9
2083	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,8	22,4	22,8
2084	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,7	22,3	22,7
2085	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,7	22,2	22,6
2086	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,7	22,1	22,5
2087	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,7	22,1	22,4
2088	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,6	22,0	22,3
2089	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,6	21,9	22,3
2090	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,6	21,8	22,2
2091	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,6	21,7	22,1
2092	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,6	21,7	22,0
2093	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,6	21,6	21,9
2094	0	0	0	0	0	0	0	29	42	0	0	4	4	4	0,6	21,5	21,9

Таблица 4.1.30 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект IV. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м^3		Ком-пен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	12,074	1,14	3,9	761,4	72,0	0,184	265,5	265,5	3790,2	3790,2	95,5	91,0	327,8	33	2,32	158,3
2025	12,9	1,22	4,3	774,3	73,2	0,187	245,3	245,3	4035,5	4035,5	94,7	64,9	392,7	26	2,556	160,9
2026	11,7	1,11	4,1	786,0	74,3	0,189	248,6	248,6	4284,1	4284,1	95,3	77,7	470,4	30	2,267	163,1
2027	10,8	1,02	4,0	796,8	75,3	0,192	228,9	228,9	4513,0	4513,0	95,3	54,8	525	23	1,992	165,1
2028	10,5	0,99	4,0	807,3	76,3	0,195	219,0	219,0	4732,0	4732,0	95,2	37,3	562	17	1,90	167,0
2029	10,1	0,96	4,0	817,4	77,3	0,197	209,5	209,5	4941,5	4941,5	95,2	37,0	599	17	1,83	168,9
2030	9,8	0,93	4,1	827,2	78,2	0,199	200,6	200,6	5142,1	5142,1	95,1	36,7	636	18	1,77	170,6
2031	9,5	0,90	4,1	836,7	79,1	0,202	192,0	192,0	5334,1	5334,1	95,0	36,4	672	18	1,71	172,3
2032	9,2	0,87	4,2	845,9	80,0	0,204	183,9	183,9	5518,0	5518,0	95,0	36,1	709	19	1,64	174,0
2033	8,9	0,84	4,2	854,8	80,8	0,206	176,2	176,2	5694,2	5694,2	94,9	35,8	744	20	1,58	175,5
2034	8,6	0,81	4,2	863,4	81,6	0,208	168,9	168,9	5863,0	5863,0	94,9	35,5	780	20	1,52	177,1
2035	8,3	0,79	4,3	871,8	82,4	0,210	161,9	161,9	6024,9	6024,9	94,9	35,3	815	21	1,47	178,5
2036	8,1	0,76	4,3	879,8	83,2	0,212	155,3	155,3	6180,2	6180,2	94,8	35,0	850	22	1,41	180,0
2037	7,8	0,74	4,4	887,6	83,9	0,214	149,0	149,0	6329,2	6329,2	94,8	34,7	885	23	1,36	181,3
2038	7,6	0,72	4,4	895,2	84,6	0,216	143,0	143,0	6472,1	6472,1	94,7	34,5	919	23	1,32	182,6
2039	7,3	0,69	4,5	902,5	85,3	0,218	137,3	137,3	6609,4	6609,4	94,7	34,2	954	24	1,26	183,9
2040	7,1	0,67	4,5	909,6	86,0	0,219	131,8	131,8	6741,2	6741,2	94,6	34,0	988	25	1,21	185,1
2041	6,8	0,64	4,6	916,4	86,6	0,221	131,0	131,0	6872,3	6872,3	94,8	33,7	1021	25	1,17	186,3
2042	6,6	0,62	4,7	923,0	87,2	0,223	130,2	130,2	7002,4	7002,4	94,9	33,5	1055	25	1,12	187,4
2043	6,4	0,60	4,7	929,4	87,8	0,224	129,4	129,4	7131,8	7131,8	95,1	33,3	1088	25	1,08	188,5
2044	6,2	0,58	4,8	935,5	88,4	0,226	128,3	128,3	7260,1	7260,1	95,2	33,0	1121	25	1,04	189,5
2045	6,0	0,56	4,9	941,5	89,0	0,227	127,2	127,2	7387,3	7387,3	95,3	32,8	1154	25	1,00	190,5
2046	5,8	0,55	5,0	947,3	89,5	0,228	126,1	126,1	7513,4	7513,4	95,4	32,6	1187	25	0,96	191,5
2047	5,6	0,53	5,1	952,9	90,1	0,230	125,0	125,0	7638,4	7638,4	95,5	32,4	1219	25	0,93	192,4
2048	5,4	0,51	5,2	958,4	90,6	0,231	124,9	124,9	7763,3	7763,3	95,6	32,2	1251	25	0,89	193,3
2049	5,3	0,50	5,3	963,6	91,1	0,232	124,8	124,8	7888,1	7888,1	95,8	32,0	1283	25	0,86	194,2
2050	5,1	0,49	5,4	968,8	91,6	0,234	124,6	124,6	8012,8	8012,8	95,9	31,8	1315	25	0,83	195,0
2051	5,0	0,47	5,6	973,8	92,0	0,235	124,5	124,5	8137,3	8137,3	96,0	31,6	1346	25	0,81	195,8
2052	4,8	0,46	5,8	978,6	92,5	0,236	124,3	124,3	8261,6	8261,6	96,1	31,4	1378	25	0,78	196,6
2053	4,7	0,45	5,9	983,3	92,9	0,237	124,1	124,1	8385,7	8385,7	96,2	31,2	1409	25	0,75	197,3
2054	4,6	0,43	6,1	987,9	93,4	0,238	123,9	123,9	8509,7	8509,7	96,3	31,0	1440	25	0,73	198,1
2055	4,5	0,42	6,4	992,4	93,8	0,239	123,7	123,7	8633,4	8633,4	96,4	30,9	1471	24	0,70	198,8
2056	4,3	0,41	6,6	996,7	94,2	0,240	123,5	123,5	8757,0	8757,0	96,5	30,7	1502	24	0,68	199,4
2057	4,2	0,40	6,9	1000,9	94,6	0,241	123,4	123,4	8880,3	8880,3	96,6	30,5	1532	24	0,66	200,1
2058	4,1	0,39	7,2	1005,1	95,0	0,242	123,2	123,2	9003,5	9003,5	96,7	30,4	1563	24	0,64	200,7
2059	4,0	0,38	7,6	1009,1	95,4	0,243	123,0	123,0	9126,4	9126,4	96,7	30,2	1593	24	0,62	201,4

Продолжение таблицы 4.1.30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2060	3,9	0,37	8,0	1013,0	95,7	0,244	122,8	122,8	9249,2	9249,2	96,8	30,0	1623	24	0,60	202,0
2061	3,8	0,36	8,5	1016,8	96,1	0,245	122,6	122,6	9371,8	9371,8	96,9	29,9	1653	24	0,58	202,5
2062	3,7	0,35	9,0	1020,5	96,5	0,246	122,4	122,4	9494,2	9494,2	97,0	29,7	1682	24	0,56	203,1
2063	3,6	0,34	9,7	1024,1	96,8	0,247	122,2	122,2	9616,4	9616,4	97,0	29,5	1712	24	0,54	203,6
2064	1,8	0,17	5,2	1025,9	97,0	0,247	28,4	28,4	9644,8	9644,8	93,8	29,4	1741	100	0,38	204,0
2065	1,7	0,16	5,3	1027,6	97,1	0,248	28,3	28,3	9673,0	9673,0	94,0	29,2	1771	100	0,36	204,4
2066	1,6	0,15	5,4	1029,2	97,3	0,248	28,1	28,1	9701,2	9701,2	94,2	29,1	1800	100	0,35	204,7
2067	1,6	0,15	5,5	1030,8	97,4	0,249	28,0	28,0	9729,2	9729,2	94,4	28,9	1829	100	0,34	205,1
2068	1,5	0,14	5,6	1032,3	97,6	0,249	27,9	27,9	9757,1	9757,1	94,5	28,8	1857	100	0,33	205,4
2069	1,5	0,14	5,7	1033,8	97,7	0,249	27,8	27,8	9784,9	9784,9	94,7	28,7	1886	100	0,32	205,7
2070	1,4	0,13	5,9	1035,2	97,8	0,250	27,7	27,7	9812,6	9812,6	94,9	28,5	1915	100	0,31	206,0
2071	1,4	0,13	6,0	1036,6	98,0	0,250	27,6	27,6	9840,2	9840,2	95,0	28,4	1943	100	0,30	206,3
2072	1,3	0,13	6,2	1037,9	98,1	0,250	27,5	27,5	9867,7	9867,7	95,2	28,3	1971	100	0,29	206,6
2073	1,3	0,12	6,4	1039,2	98,2	0,251	27,4	27,4	9895,1	9895,1	95,3	28,1	1999	100	0,28	206,9
2074	1,2	0,12	6,6	1040,4	98,3	0,251	27,3	27,3	9922,4	9922,4	95,4	28,0	2027	100	0,27	207,1
2075	1,2	0,11	6,8	1041,6	98,5	0,251	27,2	27,2	9949,6	9949,6	95,6	27,9	2055	100	0,26	207,4
2076	1,2	0,11	7,1	1042,8	98,6	0,251	27,1	27,1	9976,7	9976,7	95,7	27,8	2083	100	0,25	207,6
2077	1,1	0,11	7,4	1043,9	98,7	0,252	27,0	27,0	10003,7	10003,7	95,9	27,7	2111	100	0,24	207,9
2078	1,1	0,10	7,7	1045,0	98,8	0,252	26,9	26,9	10030,6	10030,6	96,0	27,5	2138	100	0,23	208,1
2079	1,0	0,10	8,0	1046,0	98,9	0,252	26,8	26,8	10057,4	10057,4	96,1	27,4	2166	100	0,22	208,3
2080	1,0	0,09	8,4	1047,0	99,0	0,252	26,7	26,7	10084,2	10084,2	96,3	27,3	2193	100	0,21	208,6
2081	1,0	0,09	8,8	1048,0	99,1	0,253	26,6	26,6	10110,8	10110,8	96,4	27,2	2220	100	0,21	208,8
2082	0,9	0,09	9,3	1048,9	99,1	0,253	26,5	26,5	10137,3	10137,3	96,5	27,1	2247	100	0,20	209,0
2083	0,9	0,08	9,9	1049,8	99,2	0,253	26,4	26,4	10163,8	10163,8	96,6	27,0	2274	100	0,19	209,2
2084	0,9	0,08	10,6	1050,7	99,3	0,253	26,4	26,4	10190,1	10190,1	96,7	26,9	2301	100	0,19	209,3
2085	0,8	0,08	11,4	1051,5	99,4	0,254	26,3	26,3	10216,4	10216,4	96,8	26,7	2328	100	0,18	209,5
2086	0,8	0,08	12,4	1052,3	99,5	0,254	26,2	26,2	10242,6	10242,6	96,9	26,6	2354	100	0,17	209,7
2087	0,8	0,07	13,7	1053,1	99,5	0,254	26,1	26,1	10268,6	10268,6	97,0	26,5	2381	100	0,17	209,9
2088	0,7	0,07	15,3	1053,9	99,6	0,254	26,0	26,0	10294,6	10294,6	97,1	26,4	2407	100	0,16	210,0
2089	0,7	0,07	17,4	1054,6	99,7	0,254	25,9	25,9	10320,5	10320,5	97,2	26,3	2434	100	0,15	210,2
2090	0,7	0,07	20,3	1055,3	99,7	0,254	25,8	25,8	10346,3	10346,3	97,3	26,2	2460	100	0,15	210,3
2091	0,7	0,06	24,5	1055,9	99,8	0,255	25,7	25,7	10372,0	10372,0	97,4	26,1	2486	100	0,14	210,5
2092	0,7	0,07	34,7	1056,7	99,9	0,255	25,6	25,6	10397,7	10397,7	97,2	26,0	2512	100	0,15	210,6
2093	0,7	0,06	51,0	1057,3	99,9	0,255	25,5	25,5	10423,2	10423,2	97,3	25,9	2538	100	0,15	210,8
2094	0,7	0,06	100,1	1058,0	100,0	0,255	25,5	25,5	10448,7	10448,7	97,4	25,8	2564	100	0,14	210,9

Таблица 4.1.31 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект IV. Юго-Восточная. Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод скв. из освоении в набл.фонд	Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Ввод из бездействия	Фонд скв. с начала разработ-ки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скв. на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скв.на конец года, ед.	Среднегодовой дебит, т/сут		Приемистость, $м^3$/сут
	всего	добыв	нагнет						всего	нагнет.	всего	мех.	всего	нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	15	16	17	18	19
2024	3	3	0	1	1	0	11	19	0	0	5	5	3	4,9	31,1	182,1
2025	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	5	5	3	6,5	26,7	107,0
2026	0	0	0	0	1	0	11	19	0	0	4	4	4	11,2	37,0	66,5
2027	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	5,3	25,0	46,8
2028	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	6,6	27,7	31,5
2029	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	6,3	27,6	31,3
2030	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	6,1	27,5	31,0
2031	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	5,9	27,4	30,8
2032	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	5,6	27,3	30,5
2033	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	5,4	27,2	30,3
2034	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	5,2	27,1	30,0
2035	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	5,0	26,9	29,8
2036	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	4,8	26,8	29,6
2037	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	4,6	26,7	29,4
2038	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	4,4	26,6	29,2
2039	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	4,2	26,5	28,9
2040	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	4,0	26,4	28,7
2041	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	3,8	26,3	28,5
2042	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	3,7	26,2	28,3
2043	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	3,5	26,1	28,1
2044	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	3,3	26,0	27,9
2045	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	3,2	25,9	27,7
2046	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	3,1	25,8	27,6
2047	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,9	25,7	27,4
2048	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,8	25,6	27,2
2049	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,7	25,5	27,0
2050	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,6	25,4	26,9
2051	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,5	25,3	26,7
2052	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,4	25,2	26,6
2053	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,3	25,1	26,4
2054	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,2	25,0	26,2
2055	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,1	24,9	26,1
2056	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,0	24,8	26,0
2057	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	2,0	24,7	25,8
2058	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,9	24,6	25,7
2059	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,8	24,5	25,5

Продолжение таблицы 4.1.31

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	15	16	17	18	19
2060	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,7	24,4	25,4
2061	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,7	24,3	25,2
2062	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,6	24,2	25,1
2063	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,5	24,1	25,0
2064	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,5	24,0	24,9
2065	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,4	23,9	24,7
2066	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,4	23,8	24,6
2067	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,3	23,7	24,5
2068	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,3	23,6	24,4
2069	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,2	23,5	24,2
2070	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,2	23,4	24,1
2071	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,2	23,3	24,0
2072	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,1	23,2	23,9
2073	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,1	23,2	23,8
2074	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,1	23,1	23,7
2075	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,0	23,0	23,6
2076	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	1,0	22,9	23,5
2077	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,9	22,8	23,4
2078	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,9	22,8	23,3
2079	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,9	22,7	23,2
2080	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,8	22,6	23,1
2081	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,8	22,5	23,0
2082	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,8	22,4	22,9
2083	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,8	22,4	22,8
2084	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,7	22,3	22,7
2085	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,7	22,2	22,6
2086	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,7	22,1	22,5
2087	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,7	22,1	22,4
2088	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,6	22,0	22,3
2089	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,6	21,9	22,3
2090	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,6	21,8	22,2
2091	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,6	21,7	22,1
2092	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,6	21,7	22,0
2093	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,6	21,6	21,9
2094	0	0	0	0	0	0	11	19	0	0	4	4	4	0,5	21,5	21,9

Таблица 4.1.32 - Месторождение Кумколь. Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Объект IV. Юго-Восточная часть. Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м^3		Компен-сация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	7,4	2,6	3,5	81,9	28,3	0,106	51,5	51,5	286,7	286,7	85,6	81,4	105,5	100	2,02	23,7
2025	8,7	3,0	4,2	90,6	31,4	0,117	39,3	39,3	326,0	326,0	77,8	64,9	170,4	100	2,20	25,9
2026	8,4	2,9	4,2	99,0	34,3	0,128	48,6	48,6	374,6	374,6	82,7	77,7	248,1	100	1,98	27,9
2027	8,1	2,8	4,3	107,1	37,1	0,138	32,9	32,9	407,5	407,5	75,4	54,8	303	100	1,76	29,6
2028	7,8	2,7	4,3	114,9	39,8	0,148	32,8	32,8	440,3	440,3	76,3	37,3	340	100	1,67	31,3
2029	7,5	2,6	4,3	122,4	42,3	0,158	32,6	32,6	472,9	472,9	77,1	37,0	377	100	1,60	32,9
2030	7,2	2,5	4,3	129,6	44,8	0,167	32,5	32,5	505,5	505,5	77,9	36,7	414	100	1,54	34,5
2031	6,9	2,4	4,3	136,5	47,2	0,176	32,4	32,4	537,8	537,8	78,6	36,4	450	100	1,49	35,9
2032	6,6	2,3	4,4	143,1	49,5	0,184	32,2	32,2	570,1	570,1	79,4	36,1	486	100	1,42	37,4
2033	6,4	2,2	4,4	149,5	51,7	0,193	32,1	32,1	602,2	602,2	80,2	35,8	522	100	1,37	38,7
2034	6,1	2,1	4,4	155,6	53,8	0,201	32,0	32,0	634,2	634,2	80,9	35,5	558	100	1,31	40,0
2035	5,9	2,0	4,4	161,5	55,9	0,208	31,9	31,9	666,1	666,1	81,6	35,3	593	100	1,26	41,3
2036	5,6	1,9	4,4	167,1	57,8	0,215	31,7	31,7	697,8	697,8	82,3	35,0	628	100	1,21	42,5
2037	5,4	1,9	4,4	172,5	59,7	0,222	31,6	31,6	729,4	729,4	82,9	34,7	663	100	1,16	43,7
2038	5,2	1,8	4,5	177,7	61,5	0,229	31,5	31,5	760,9	760,9	83,5	34,5	697	100	1,11	44,8
2039	5,0	1,7	4,5	182,7	63,2	0,235	31,4	31,4	792,2	792,2	84,2	34,2	731	100	1,06	45,8
2040	4,7	1,6	4,4	187,4	64,8	0,241	31,2	31,2	823,5	823,5	84,8	34,0	765	100	1,01	46,9
2041	4,5	1,6	4,5	191,9	66,4	0,247	31,1	31,1	854,6	854,6	85,5	33,7	799	100	0,97	47,8
2042	4,3	1,5	4,5	196,2	67,9	0,253	31,0	31,0	885,6	885,6	86,0	33,5	833	100	0,93	48,8
2043	4,1	1,4	4,5	200,4	69,3	0,258	30,9	30,9	916,4	916,4	86,6	33,3	866	100	0,89	49,6
2044	4,0	1,4	4,5	204,3	70,7	0,263	30,7	30,7	947,2	947,2	87,1	33,0	899	100	0,85	50,5
2045	3,8	1,3	4,5	208,1	72,0	0,268	30,6	30,6	977,8	977,8	87,6	32,8	932	100	0,81	51,3
2046	3,6	1,3	4,5	211,8	73,3	0,273	30,5	30,5	1008,3	1008,3	88,1	32,6	964	100	0,78	52,1
2047	3,5	1,2	4,5	215,2	74,5	0,277	30,4	30,4	1038,6	1038,6	88,5	32,4	997	100	0,75	52,8
2048	3,3	1,2	4,5	218,6	75,6	0,282	30,2	30,2	1068,9	1068,9	89,0	32,2	1029	100	0,72	53,5
2049	3,2	1,1	4,5	221,8	76,7	0,286	30,1	30,1	1099,0	1099,0	89,4	32,0	1061	100	0,69	54,2
2050	3,1	1,1	4,6	224,8	77,8	0,290	30,0	30,0	1129,0	1129,0	89,8	31,8	1093	100	0,66	54,9
2051	2,9	1,0	4,6	227,8	78,8	0,294	29,9	29,9	1158,9	1158,9	90,1	31,6	1124	100	0,63	55,5
2052	2,8	1,0	4,6	230,6	79,8	0,297	29,8	29,8	1188,7	1188,7	90,5	31,4	1156	100	0,61	56,1
2053	2,7	0,9	4,7	233,3	80,7	0,301	29,6	29,6	1218,3	1218,3	90,8	31,2	1187	100	0,58	56,7
2054	2,6	0,9	4,7	235,9	81,6	0,304	29,5	29,5	1247,8	1247,8	91,2	31,0	1218	100	0,56	57,3
2055	2,5	0,9	4,7	238,5	82,5	0,307	29,4	29,4	1277,2	1277,2	91,5	30,9	1249	100	0,54	57,8
2056	2,4	0,8	4,8	240,9	83,3	0,310	29,3	29,3	1306,5	1306,5	91,8	30,7	1279	100	0,52	58,3
2057	2,3	0,8	4,8	243,2	84,1	0,313	29,2	29,2	1335,7	1335,7	92,1	30,5	1310	100	0,50	58,8
2058	2,2	0,8	4,9	245,4	84,9	0,316	29,1	29,1	1364,8	1364,8	92,3	30,4	1340	100	0,48	59,3
2059	2,1	0,7	4,9	247,6	85,7	0,319	28,9	28,9	1393,7	1393,7	92,6	30,2	1371	100	0,46	59,8
2060	2,1	0,7	5,0	249,6	86,4	0,322	28,8	28,8	1422,5	1422,5	92,9	30,0	1401	100	0,44	60,2
2061	2,0	0,7	5,0	251,6	87,1	0,324	28,7	28,7	1451,2	1451,2	93,1	29,9	1430	100	0,42	60,6
2062	1,9	0,7	5,1	253,5	87,7	0,327	28,6	28,6	1479,8	1479,8	93,3	29,7	1460	100	0,41	61,0
2063	1,8	0,6	5,2	255,3	88,3	0,329	28,5	28,5	1508,3	1508,3	93,6	29,5	1490	100	0,39	61,4

Продолжение таблицы 4.1.32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2064	1,8	0,6	5,2	257,1	89,0	0,331	28,4	28,4	1536,7	1536,7	93,8	29,4	1519	100	0,38	61,8
2065	1,7	0,6	5,3	258,8	89,5	0,333	28,3	28,3	1564,9	1564,9	94,0	29,2	1548	100	0,36	62,2
2066	1,6	0,6	5,4	260,4	90,1	0,336	28,1	28,1	1593,1	1593,1	94,2	29,1	1577	100	0,35	62,5
2067	1,6	0,5	5,5	262,0	90,7	0,338	28,0	28,0	1621,1	1621,1	94,4	28,9	1606	100	0,34	62,9
2068	1,5	0,5	5,6	263,5	91,2	0,340	27,9	27,9	1649,0	1649,0	94,5	28,8	1635	100	0,33	63,2
2069	1,5	0,5	5,8	265,0	91,7	0,341	27,8	27,8	1676,8	1676,8	94,7	28,7	1664	100	0,32	63,5
2070	1,4	0,5	5,9	266,4	92,2	0,343	27,7	27,7	1704,5	1704,5	94,9	28,5	1692	100	0,31	63,8
2071	1,4	0,5	6,1	267,8	92,7	0,345	27,6	27,6	1732,1	1732,1	95,0	28,4	1721	100	0,30	64,1
2072	1,3	0,5	6,3	269,1	93,1	0,347	27,5	27,5	1759,6	1759,6	95,2	28,3	1749	100	0,29	64,4
2073	1,3	0,4	6,5	270,4	93,6	0,348	27,4	27,4	1787,0	1787,0	95,3	28,1	1777	100	0,28	64,7
2074	1,2	0,4	6,7	271,6	94,0	0,350	27,3	27,3	1814,3	1814,3	95,4	28,0	1805	100	0,27	64,9
2075	1,2	0,4	6,9	272,8	94,4	0,352	27,2	27,2	1841,5	1841,5	95,6	27,9	1833	100	0,26	65,2
2076	1,2	0,4	7,2	274,0	94,8	0,353	27,1	27,1	1868,6	1868,6	95,7	27,8	1861	100	0,25	65,4
2077	1,1	0,4	7,5	275,1	95,2	0,355	27,0	27,0	1895,6	1895,6	95,9	27,7	1888	100	0,24	65,7
2078	1,1	0,4	7,8	276,2	95,6	0,356	26,9	26,9	1922,5	1922,5	96,0	27,5	1916	100	0,23	65,9
2079	1,0	0,4	8,1	277,2	95,9	0,357	26,8	26,8	1949,3	1949,3	96,1	27,4	1943	100	0,22	66,1
2080	1,0	0,3	8,5	278,2	96,3	0,359	26,7	26,7	1976,1	1976,1	96,3	27,3	1971	100	0,21	66,3
2081	1,0	0,3	9,0	279,2	96,6	0,360	26,6	26,6	2002,7	2002,7	96,4	27,2	1998	100	0,21	66,6
2082	0,9	0,3	9,5	280,1	96,9	0,361	26,5	26,5	2029,2	2029,2	96,5	27,1	2025	100	0,20	66,8
2083	0,9	0,3	10,1	281,0	97,2	0,362	26,4	26,4	2055,7	2055,7	96,6	27,0	2052	100	0,19	66,9
2084	0,9	0,3	10,9	281,9	97,5	0,363	26,4	26,4	2082,0	2082,0	96,7	26,9	2079	100	0,19	67,1
2085	0,8	0,3	11,8	282,7	97,8	0,364	26,3	26,3	2108,3	2108,3	96,8	26,7	2106	100	0,18	67,3
2086	0,8	0,3	12,8	283,5	98,1	0,365	26,2	26,2	2134,5	2134,5	96,9	26,6	2132	100	0,17	67,5
2087	0,8	0,3	14,2	284,3	98,4	0,366	26,1	26,1	2160,5	2160,5	97,0	26,5	2159	100	0,17	67,6
2088	0,7	0,3	16,0	285,1	98,6	0,367	26,0	26,0	2186,5	2186,5	97,1	26,4	2185	100	0,16	67,8
2089	0,7	0,2	18,3	285,8	98,9	0,368	25,9	25,9	2212,4	2212,4	97,2	26,3	2211	100	0,15	68,0
2090	0,7	0,2	21,6	286,5	99,1	0,369	25,8	25,8	2238,2	2238,2	97,3	26,2	2238	100	0,15	68,1
2091	0,7	0,2	26,5	287,1	99,4	0,370	25,7	25,7	2263,9	2263,9	97,4	26,1	2264	100	0,14	68,3
2092	0,6	0,2	34,6	287,8	99,6	0,371	25,6	25,6	2289,6	2289,6	97,5	26,0	2290	100	0,14	68,4
2093	0,6	0,2	51,0	288,4	99,8	0,372	25,5	25,5	2315,1	2315,1	97,6	25,9	2316	100	0,13	68,5
2094	0,6	0,2	100,0	289,0	100,0	0,372	25,5	25,5	2340,6	2340,6	97,7	25,8	2341	100	0,13	68,7

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

4.2.1 Основные подходы и допущения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности варианта разработки месторождения в рамках «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь».

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли. Расчет экономической эффективности произведен в ценах с учетом инфляции без учета НДС.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

В соответствии с маркетингом АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» 30 % нефти будет реализовано на внешний рынок, 70 % нефти на внутренний рынок.

В соответствии с маркетингом АО «Тургай-Петролеум 70 % нефти будет реализовано на внешний рынок. На внутренний рынок будет реализовано 30 %.

Цена нефти, принятая в проекте, определена в соответствии с существующей тенденцией изменения цены нефти на мировом рынке и фактическими ценами реализации продукции данным предприятием за предшествующие периоды и рынками сбыта продукции.

По прогнозным данным заказчика АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» цена продажи нефти на внешнем рынке составляет 252 699,7 тенге/тонну при условии нулевой ставки по НДС, с учетом транспортных расходов

Проектируемая цена продажи нефти для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» на внутреннем рынке составляет 118 679,9 тенге/тонну с учетом НДС и транспортных расходов.

Базовый тариф на транспортировку нефти для АО «ПетроКазахстанРесорсиз» на внешний рынок принят в размере 48 826,4 тенге/тонну без учета НДС, а на внутренний рынок – 3 184,1 тенге/тонну с учетом НДС.

По прогнозным данным заказчика АО «Тургай-Петролеум» цена продажи нефти на внешнем рынке составляет – 281 883,5 тенге/тонну при условии нулевой ставки по НДС, с учетом транспортных расходов.

Проектируемая цена продажи нефти для АО «Тургай-Петролеум» на внутреннем рынке составляет 130 000,0 тенге/тонну с учетом НДС и транспортных расходов.

По прогнозным данным заказчика АО «Тургай-Петролеум» цена транспортировки нефти на внешний рынок принят в размере 13 189,4 тенге/тонну без учета НДС, а на внутренний рынок – 2 633,8 тенге/тонну с учетом НДС.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах в национальной валюте – тенге.

Расчет произведен как в текущих (с учетом инфляции), так и в расчетных (с учетом дефляции) ценах.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, эксплуатационных затрат, цены и транспорта нефти принята в размере 8,4% в год. Так как год начала инфляции одинаковый для цен на продукцию, стоимость капитальных вложений, и эксплуатационных затрат, то цены с учетом дефляции выступают, в данном случае, как неизменные цены. Сравнение вариантов происходило по результатам расчетов показателей в ценах с учетом инфляции.

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет реинвестиции чистой прибыли и использования амортизационных отчислений. Из-за округлений полученных результатов суммы могут немного отличаться по величине.

4.2.2 Капитальные вложения

В состав капитальных вложений входят затраты на строительство и ввод в эксплуатацию скважин, затраты на обустройство скважин, необходимых для эффективной работы нефтедобывающего производства.

Объемы капитальных вложений включают в себя:

- стоимость строительства новых скважин;
- стоимость перевода скважин;
- строительство нагнетательных линий;
- стоимость выкидных линий;
- стоимость водораспределительных пунктов (ВРП);
- стоимость газосборного пункта (ГСП).

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки нефти, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

Расчеты капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства по вариантам в текущих ценах 2024 года и с учетом роста цен по годам разработки приведены в таблицах 4.2.2.1; 4.2.2 – в целом по месторождению; 4.2.2.3 – для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз»; 4.2.2.4 – для АО «Тургай-Петролеум».

Таблица 4.2.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 1. В целом по месторождению

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																													
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
				млн. тенге	млн. тенге	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																																		
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	273	182	30	0	61	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	30	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	419	22	22	22	22	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	132	44	88	66	44	22	22	22	0	0	44	22	0	22	0	22	22	22	0	0	0	22	44	0	0	44	44	0	22	22
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	22	15	14	10	9	8	7	5	5	5	6	6	4	5	4	10	5	5	3	5	8	6	5	8	5	5	5	3	6	3
	Итого строительство скважин				2955	992	264	155	98	136	52	51	27	5	5	50	28	4	57	4	62	27	27	3	36	8	28	49	8	5	49	79	3	28	25
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	992	286	182	125	188	78	83	48	10	11	113	69	9	162	11	209	96	108	12	166	41	154	292	52	37	372	643	24	271	257
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																																		
	Обустройство промысла																																		
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	316	211	35	0	70	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	35	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	120	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	368	331	155	0	70	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	35	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	368	358	182	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	118	0	0	0	163	0	0	0	0	0	0	286	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089	1360	594	310	98	206	52	51	27	5	5	50	28	4	92	4	97	27	27	3	71	8	28	49	8	5	49	114	3	28	25
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	1360	644	364	125	285	78	83	48	10	11	113	69	9	263	11	327	96	108	12	328	41	154	292	52	37	372	929	24	271	257
	Коэффициент инфляции					1,00	1,08	1,18	1,27	1,38	1,50	1,62	1,76	1,91	2,07	2,24	2,43	2,63	2,85	3,09	3,35	3,63	3,94	4,27	4,63	5,02	5,44	5,90	6,39	6,93	7,51	8,14	8,83	9,57	10,37

Продолжение таблицы 4.2.2.1

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																				
						31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
				млн. тенге	млн. тенге	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	3	4	5	6	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																									
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	30	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	0	0	0	0	22	0	22	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	3	1	6	2	4	4	4	5	4	2	4	5	0	3	1	1	5	2	6	4	4
	Итого строительство скважин				2955	33	1	6	2	26	4	56	27	26	2	4	5	0	3	1	1	5	2	28	4	4
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	372	11	83	26	398	61	1022	525	550	42	91	123	0	87	31	34	184	80	1361	187	203
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																									
	Обустройство промысла																									
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	35	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	35	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	395	0	0	0	0	0	640	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089	68	1	6	2	26	4	91	27	26	2	4	5	0	3	1	1	5	2	28	4	4
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	766	11	83	26	398	61	1662	525	550	42	91	123	0	87	31	34	184	80	1361	187	203
	Коэффициент инфляции					11,24	12,19	13,21	14,32	15,52	16,83	18,24	19,77	21,43	23,23	25,19	27,30	29,60	32,08	34,78	37,70	40,86	44,30	48,02	52,05	56,42

Продолжение таблицы 4.2.2.1

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																		
						52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
				млн. тенге	млн. тенге	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093
1	2	3	4	5	6	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																							
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	2	2	4	2	5	5	5	4	1	1	2	1	1	2	1	2	2	0	63
	Итого строительство скважин				2955	2	2	4	2	5	5	5	4	23	1	24	1	1	2	1	2	2	0	63
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	110	119	259	140	380	412	447	387	2675	114	3267	134	145	314	170	369	400	0	16457
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																							
	Обустройство промысла																							
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089	2	2	4	2	5	5	5	4	23	1	24	1	1	2	1	2	2	0	63
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	110	119	259	140	380	412	447	387	2675	114	3267	134	145	314	170	369	400	0	16457
	Коэффициент инфляции					61,16	66,30	71,87	77,91	84,45	91,55	99,24	107,57	116,61	126,40	137,02	148,53	161,01	174,53	189,19	205,08	222,31	240,99	261,23

Продолжение таблицы 4.2.2.1

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																
						71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88
				млн. тенге	млн. тенге	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111
1	2	3	4	5	6	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																						
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	1	1	0	0	0
	Итого строительство скважин				2955	1	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	1	1	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	255	7319	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2476	0	727	788	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																						
	Обустройство промысла																						
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089	1	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	1	1	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	255	7319	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2476	0	727	788	0	0	0
	Коэффициент инфляции					283,17	306,96	332,74	360,69	390,99	423,83	459,44	498,03	539,86	585,21	634,37	687,66	745,42	808,04	875,91	949,49	1029,24	1115,70

Продолжение таблицы 4.2.2.1

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам															
						89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104
				млн. тенге	млн. тенге	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127
1	2	3	4	5	6	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																				
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	6	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				2955	28	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	34443	0	0	0	0	0	14128	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																				
	Обустройство промысла																				
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089	28	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	34443	0	0	0	0	0	14128	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1209,42	1311,01	1421,14	1540,51	1669,91	1810,19	1962,24	2127,07	2305,74	2499,43	2709,38	2936,97	3183,67	3451,10	3740,99	4055,24

Продолжение таблицы 4.2.2.1

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам														
						105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119
				млн. тенге	млн. тенге	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142
1	2	3	4	5	6	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																			
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				2955	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	972968	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																			
	Обустройство промысла																			
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	0	0	0	0	0	0	0	0	0	972968	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					4395,88	4765,13	5165,40	5599,29	6069,63	6579,48	7132,16	7731,26	8380,69	9084,66	9847,78	10674,99	11571,69	12543,71	13597,38

Продолжение таблицы 4.2.2.1

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам												
						120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
				млн. тенге	млн. тенге	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155
1	2	3	4	5	6	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																	
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				2955	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																	
	Обустройство промысла																	
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					14739,56	15977,69	17319,81	18774,68	20351,75	22061,29	23914,44	25923,26	28100,81	30461,28	33020,03	35793,71	38800,38

Продолжение таблицы 4.2.2.1

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам												
						133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145
				млн. тенге	млн. тенге	2156	2157	2158	2159	2160	2161	2162	2163	2164	2165	2166	2167	2168
1	2	3	4	5	6	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																	
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	0	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				2955	0	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	0	1559268	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																	
	Обустройство промысла																	
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089	0	34	0	0	0	0							
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	0	1559268	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					42059,61	45592,62	49422,40	53573,88	58074,09	62952,31	68240,30	73972,49	80186,18	86921,82	94223,25	102138,00	110717,59

Продолжение таблицы 4.2.2.1

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам						
						146	147	148	149	150	151	152
				млн. тенге	млн. тенге	2169	2170	2171	2172	2173	2174	2175
1	2	3	4	5	6	153	154	155	156	157	158	159
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)											
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	24	30	729	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	25	22	551	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	45	22	992	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	597	1	537	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				2955	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2629240	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО											
	Обустройство промысла											
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	2	30	44	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	24	35	843	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1135	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				2707	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4089							
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				2631947	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					120017,87	130099,37	141027,72	152874,05	165715,47	179635,57	194724,96

Таблица 4.2.2.2 - Расчет капитальных вложений. Вариант 2. В целом по месторождению

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам										
				млн. тенге	млн. тенге	1 2024	2 2025	3 2026	4 2027	5 2028	6 2029	7 2030	8 2031	9 2032	10 2033	11 2034
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)															
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	28	30	850	273	182	30	0	61	0	30	0	0	30	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения и нагнетательных в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	33	22	727	441	88	66	44	44	22	22	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	54	22	1190	132	154	88	66	44	22	22	22	0	0	44
5	Выбытие скважин	скв.	617	1	555	16	12	8	6	4	4	3	5	5	5	5
	Итого строительство скважин				3469	1008	436	193	117	152	48	77	27	5	36	49
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1609036	1008	473	227	148	211	71	125	48	10	74	111
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО															
	Обустройство промысла															
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	28	35	983	316	211	35	0	70	0	35	0	0	35	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	120	120	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1275	368	331	155	0	70	0	35	0	0	35	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				7723	368	358	182	0	97	0	57	0	0	73	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4744	1377	767	348	117	223	48	112	27	5	71	49
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				1616758	1377	831	409	148	308	71	182	48	10	146	111
	Коэффициент инфляции					1,00	1,08	1,18	1,27	1,38	1,50	1,62	1,76	1,91	2,07	2,24

Продолжение таблицы 4.2.2.2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																	
				млн. тенге	млн. тенге	12 2035	13 2036	14 2037	15 2038	16 2039	17 2040	18 2041	19 2042	20 2043	21 2044	22 2045	23 2046	24 2047	25 2048	26 2049	27 2050	28 2051	29 2052	30 2053
1	2	3	4	5	6	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																						
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	28	30	850	0	0	0	0	30	0	0	0	61	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения и нагнетательных в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	54	22	1190	0	0	22	0	22	22	44	22	0	0	44	44	22	0	22	44	0	22	22
5	Выбытие скважин	скв.	617	1	555	6	4	4	4	9	5	5	3	5	8	6	5	8	5	4	5	3	6	3
	Итого строительство скважин				3469	6	4	26	4	61	27	49	25	66	8	50	49	30	5	26	79	3	28	25
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1609036	15	9	73	11	206	96	195	106	306	41	274	292	193	37	193	643	24	271	257
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																						
	Обустройство промысла																						
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	28	35	983	0	0	0	0	35	0	0	0	70	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1275	0	0	0	0	35	0	0	0	70	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				7723	0	0	0	0	118	0	0	0	325	0	0	0	0	0	0	286	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4744	6	4	26	4	97	27	49	25	136	8	50	49	30	5	26	114	3	28	25
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				1616758	15	9	73	11	324	96	195	106	631	41	274	292	193	37	193	929	24	271	257
	Коэффициент инфляции					2,43	2,63	2,85	3,09	3,35	3,63	3,94	4,27	4,63	5,02	5,44	5,90	6,39	6,93	7,51	8,14	8,83	9,57	10,37

Продолжение таблицы 4.2.2.2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																				
						31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
				млн. тенге	млн. тенге	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	3	4	5	6	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																									
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	28	30	850	30	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения и нагнетательных в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	54	22	1190	22	0	0	0	22	0	44	0	22	0	0	0	0	0	0	22	0	0	22	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	617	1	555	3	1	6	2	4	4	2	5	4	2	8	3	1	3	1	2	5	3	6	5	4
	Итого строительство скважин				3469	55	1	6	2	26	4	46	35	26	2	8	3	1	3	1	24	5	33	28	5	4
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1609036	619	11	83	26	398	61	837	689	550	42	204	74	27	87	31	899	184	1464	1361	234	203
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																									
	Обустройство промысла																									
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	28	35	983	35	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1275	35	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				7723	395	0	0	0	0	0	0	694	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1555	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4744	90	1	6	2	26	4	46	70	26	2	8	3	1	3	1	24	5	68	28	5	4
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				1616758	1014	11	83	26	398	61	837	1384	550	42	204	74	27	87	31	899	184	3020	1361	234	203
	Коэффициент инфляции					11,24	12,19	13,21	14,32	15,52	16,83	18,24	19,77	21,43	23,23	25,19	27,30	29,60	32,08	34,78	37,70	40,86	44,30	48,02	52,05	56,42

Продолжение таблицы 4.2.2.2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																				
						52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70		
				млн. тенге	млн. тенге	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093		
1	2	3	4	5	6	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77		
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																									
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	28	30	850	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения и нагнетательных в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	Ввод из бездействия	скв.	54	22	1190	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	Выбытие скважин	скв.	617	1	555	2	2	4	1	5	5	4	4	1	1	2	1	77	1	0	33	0	0	0		
	Итого строительство скважин				3469	2	2	4	1	5	36	4	4	23	1	24	1	77	1	0	33	0	0	0		
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1609036	110	119	259	70	380	3273	357	387	2675	114	3267	134	12317	157	0	6829	0	0	0		
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																									
	Обустройство промысла																									
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	28	35	983	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Итого надземное строительство				1275	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				7723	0	0	0	0	0	3214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4744	2	2	4	1	5	71	4	4	23	1	24	1	77	1	0	33	0	0	0		
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				1616758	110	119	259	70	380	6488	357	387	2675	114	3267	134	12317	157	0	6829	0	0	0		
	Коэффициент инфляции					61,16	66,30	71,87	77,91	84,45	91,55	99,24	107,57	116,61	126,40	137,02	148,53	161,01	174,53	189,19	205,08	222,31	240,99	261,23		

Продолжение таблицы 4.2.2.2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам															
						71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87
				млн. тенге	млн. тенге	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110
1	2	3	4	5	6	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																					
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	28	30	850	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения и нагнетательных в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	54	22	1190	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	617	1	555	1	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1	0	0
	Итого строительство скважин				3469	1	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1609036	255	9529	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2476	0	0	788	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																					
	Обустройство промысла																					
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	28	35	983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				7723	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4744	1	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				1616758	255	9529	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2476	0	0	788	0	0
	Коэффициент инфляции					283,17	306,96	332,74	360,69	390,99	423,83	459,44	498,03	539,86	585,21	634,37	687,66	745,42	808,04	875,91	949,49	1029,24

Продолжение таблицы 4.2.2.2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам															
						88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103
				млн. тенге	млн. тенге	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126
1	2	3	4	5	6	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																				
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	28	30	850	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения и нагнетательных в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	54	22	1190	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	617	1	555	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				3469	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1609036	0	26661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																				
	Обустройство промысла																				
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	28	35	983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				7723	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4744	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				1616758	0	26661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1115,70	1209,42	1311,01	1421,14	1540,51	1669,91	1810,19	1962,24	2127,07	2305,74	2499,43	2709,38	2936,97	3183,67	3451,10	3740,99

Продолжение таблицы 4.2.2.2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам													
						104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118
				млн. тенге	млн. тенге	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141
1	2	3	4	5	6	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																			
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	28	30	850	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения и нагнетательных в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	54	22	1190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	617	1	555	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				3469	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1609036	0	0	0	0	0	0	829015	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																			
	Обустройство промысла																			
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	28	35	983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				7723	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4744	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				1616758	0	0	0	0	0	0	829015	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					4055,24	4395,88	4765,13	5165,40	5599,29	6069,63	6579,48	7132,16	7731,26	8380,69	9084,66	9847,78	10674,99	11571,69	12543,71

Продолжение таблицы 4.2.2.2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам													
						119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
				млн. тенге	млн. тенге	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155
1	2	3	4	5	6	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																		
1	Ввод добывающих вертикальных скважин в эксплуатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	28	30	850	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин между объектами, скважин из освоения и нагнетательных в наблюдательный фонд, из бездействия, наблюдательных скважин под добычу	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод из бездействия	скв.	54	22	1190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	617	1	555	0	0	0	0	0	34,2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				3469	0	0	0	0	0	34,2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1609036	0	0	0	0	0	696030	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																		
	Обустройство промысла																		
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	28	35	983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				7723	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				4744	0	0	0	0	0	34,2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				1616758	0	0	0	0	0	696030	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					13597,38	14739,56	15977,69	17319,81	18774,68	20351,75	22061,29	23914,44	25923,26	28100,81	30461,28	33020,03	35793,71	38800,38

Таблица 4.2.2.3 - Расчет капитальных вложений АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																								
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
				млн.тенге	млн. тенге	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																												
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	110	88	22	0	0	0	0	22	0	0	0	0	0	22	0	22	0	22	22	0	0	22	0	22
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	61	0	30	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	5	5	5	2	0	1	2	1	0	1	2	1	0	1	0	4	1	2	0	0	2	2	0	1
	Итого строительство скважин				1245	543	116	57	2	0	1	2	23	0	31	2	1	0	23	0	26	1	24	22	30	2	24	0	23
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	543	125	67	2	0	1	3	40	0	65	4	2	0	65	0	86	3	94	94	141	9	130	0	147
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																												
	Обустройство промысла																												
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	70	0	35	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				333	123	0	35	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	123	0	41	0	0	0	0	0	0	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	163	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	665	116	92	2	0	1	2	23	0	66	2	1	0	23	0	26	1	24	22	65	2	24	0	23
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	665	125	108	2	0	1	3	40	0	137	4	2	0	65	0	86	3	94	94	303	9	130	0	147
	Коэффициент инфляции					1,00	1,08	1,18	1,27	1,38	1,50	1,62	1,76	1,91	2,07	2,24	2,43	2,63	2,85	3,09	3,35	3,63	3,94	4,27	4,63	5,02	5,44	5,90	6,39

Продолжение таблицы 4.2.2.3

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам														
						25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
				млн.тенге	млн. тенге	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062
1	2	3	4	5	6	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																			
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	0	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0	0
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	1	1	1	1	2	0	0	0	2	0	1	1	0	3	1
	Итого строительство скважин				1245	1	23	23	1	2	0	0	0	2	0	1	1	22	33	1
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	6	172	187	8	17	0	0	0	24	0	14	15	402	654	19
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																			
	Обустройство промысла																			
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0
	Итого надземное строительство				333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	694	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	1	23	23	1	2	0	0	0	2	0	1	1	22	68	1
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	6	172	187	8	17	0	0	0	24	0	14	15	402	1348	19
	Коэффициент инфляции					6,93	7,51	8,14	8,83	9,57	10,37	11,24	12,19	13,21	14,32	15,52	16,83	18,24	19,77	21,43

Продолжение таблицы 4.2.2.3

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам													
						40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
				млн.тенге	млн. тенге	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076
1	2	3	4	5	6	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																		
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	0	0	0	0	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	0	5	2	1	0	0	1	2	2	4	3	2	0	0
	Итого строительство скважин				1245	0	5	2	1	0	0	23	2	32	4	3	2	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	0	113	49	27	0	0	865	74	1424	173	141	102	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																		
	Обустройство промысла																		
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				333	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	0	0	0	0	0	0	0	0	1555	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	0	5	2	1	0	0	23	2	67	4	3	2	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	0	113	49	27	0	0	865	74	2980	173	141	102	0	0
	Коэффициент инфляции					23,23	25,19	27,30	29,60	32,08	34,78	37,70	40,86	44,30	48,02	52,05	56,42	61,16	66,30

Продолжение таблицы 4.2.2.3

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам													
						54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	
				млн.тенге	млн. тенге	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	
1	2	3	4	5	6	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																		
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	2	0	2	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого строительство скважин				1245	2	0	2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	129	0	152	3191	179	0	0	0	0	0	0	0	0	
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																		
	Обустройство промысла																		
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство				333	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	0	0	0	3214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	2	0	2	70	2	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	129	0	152	6405	179	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Коэффициент инфляции					71,87	77,91	84,45	91,55	99,24	107,57	116,61	126,40	137,02	148,53	161,01	174,53	189,19	

Продолжение таблицы 4.2.2.3

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам											
						67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78
				млн.тенге	млн. тенге	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101
1	2	3	4	5	6	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	32	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				1245	32	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	6460	0	0	0	0	2210	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																
	Обустройство промысла																
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	32	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	6460	0	0	0	0	2210	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					205,08	222,31	240,99	261,23	283,17	306,96	332,74	360,69	390,99	423,83	459,44	498,03

Продолжение таблицы 4.2.2.3

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам											
						79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
				млн.тенге	млн. тенге	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113
1	2	3	4	5	6	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				1245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																
	Обустройство промысла																
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					539,86	585,21	634,37	687,66	745,42	808,04	875,91	949,49	1029,24	1115,70	1209,42	1311,01

Продолжение таблицы 4.2.2.3

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам											
						91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102
				млн.тенге	млн. тенге	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125
1	2	3	4	5	6	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				1245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																
	Обустройство промысла																
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1421,14	1540,51	1669,91	1810,19	1962,24	2127,07	2305,74	2499,43	2709,38	2936,97	3183,67	3451,10

Продолжение таблицы 4.2.2.3

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам											
						103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114
				млн.тенге	млн. тенге	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137
1	2	3	4	5	6	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				1245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																
	Обустройство промысла																
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					3740,99	4055,24	4395,88	4765,13	5165,40	5599,29	6069,63	6579,48	7132,16	7731,26	8380,69	9084,66

Продолжение таблицы 4.2.2.3

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам															
						115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130
				млн.тенге	млн. тенге	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155
1	2	3	4	5	6	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																				
1	Ввод добывающих скважин в эксплкатацию	скв.	3	49	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из освоении в наблюдательный фонд	скв.	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин из бездействия	скв.	21	22	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	8	30	243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Перевод скважин между объектами		3	22	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод наблюдательной скважины под добычу	скв.	6	22	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод нагнетальных скважин в наблюдательный фонд		1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие скважин	скв.	168	1	151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				1245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				714458	0	0	0	0	0	0	0	0	0	696030	0	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																				
	Обустройство промысла																				
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	3	3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	1,5	30	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*6	км	8	35	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				5863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				1578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				720321	0	0	0	0	0	0	0	0	0	696030	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					9847,78	10674,99	11571,69	12543,71	13597,38	14739,56	15977,69	17319,81	18774,68	20351,75	22061,29	23914,44	25923,26	28100,81	30461,28	33020,03	35793,71	38800,38

Таблица 4.2.2.4 - Расчет капитальных вложений АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам						Распределение КВ по годам															
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
				млн.тенге	млн. тенге	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																										
1	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	20	30	607	212	182	0	0	61	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	30	0	0
2	Перевод скважин с других объектов	скв.	22	22	485	220	66	66	44	44	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Ввод из бездействия	скв.	33	22	727	22	66	66	66	44	22	22	0	0	0	44	0	0	0	0	0	22	22	0	0	0	22
4	Выбытие скважин	скв.	449	1	404	11	6	4	5	4	3	1	5	5	5	4	5	4	3	4	5	4	4	3	5	6	5
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				2224	466	321	136	115	152	47	75	5	5	5	48	5	4	3	4	36	26	26	3	36	6	27
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				894578	466	348	160	146	211	70	122	8	10	9	107	13	9	8	11	120	93	101	12	166	32	144
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																										
	Обустройство промысла																										
1	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*5	км	20	35	702	246	211	0	0	70	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	35	0	0
2	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	120	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				942	246	331	120	0	70	0	35	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	35	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1860	246	358	141	0	97	0	57	0	0	0	0	0	0	0	0	118	0	0	0	163	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				3166	712	651	256	115	223	47	110	5	5	5	48	5	4	3	4	71	26	26	3	71	6	27
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				896438	712	706	300	146	308	70	179	8	10	9	107	13	9	8	11	238	93	101	12	328	32	144
	Коэффициент инфляции					1,00	1,08	1,18	1,27	1,38	1,50	1,62	1,76	1,91	2,07	2,24	2,43	2,63	2,85	3,09	3,35	3,63	3,94	4,27	4,63	5,02	5,44

Продолжение таблицы 4.2.2.4

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам													
						23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
				млн.тенге	млн. тенге	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	2	3	4	5	6	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																		
1	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	20	30	607	0	0	0	0	30	0	0	0	30	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин с других объектов	скв.	22	22	485	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Ввод из бездействия	скв.	33	22	727	44	0	0	0	22	0	22	22	22	0	0	0	22	0
4	Выбытие скважин	скв.	449	1	404	5	7	5	3	4	2	5	3	3	1	5	2	3	3
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				2224	49	7	5	3	56	2	27	25	55	1	5	2	25	3
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				894578	292	46	31	20	456	16	254	257	619	11	59	26	384	45
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																		
	Обустройство промысла																		
1	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*5	км	20	35	702	0	0	0	0	35	0	0	0	35	0	0	0	0	0
2	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				942	0	0	0	0	35	0	0	0	35	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1860	0	0	0	0	286	0	0	0	395	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				3166	49	7	5	3	91	2	27	25	90	1	5	2	25	3
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				896438	292	46	31	20	742	16	254	257	1014	11	59	26	384	45
	Коэффициент инфляции					5,90	6,39	6,93	7,51	8,14	8,83	9,57	10,37	11,24	12,19	13,21	14,32	15,52	16,83

Продолжение таблицы 4.2.2.4

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам												
						37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
				млн.тенге	млн. тенге	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072
1	2	3	4	5	6	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																	
1	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	20	30	607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин с других объектов	скв.	22	22	485	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Ввод из бездействия	скв.	33	22	727	22	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22
4	Выбытие скважин	скв.	449	1	404	2	2	3	2	4	1	0	3	1	1	3	1	3
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				2224	24	2	25	2	4	1	0	3	1	1	3	1	25
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				894578	435	36	530	42	91	25	0	87	31	34	110	40	1188
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																	
	Обустройство промысла																	
1	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*5	км	20	35	702	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1860	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				3166	24	2	25	2	4	1	0	3	1	1	3	1	25
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				896438	435	36	530	42	91	25	0	87	31	34	110	40	1188
	Коэффициент инфляции					18,24	19,77	21,43	23,23	25,19	27,30	29,60	32,08	34,78	37,70	40,86	44,30	48,02

Продолжение таблицы 4.2.2.4

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам												
						50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62
				млн.тенге	млн. тенге	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085
1	2	3	4	5	6	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																	
1	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	20	30	607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин с других объектов	скв.	22	22	485	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Ввод из бездействия	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0	22
4	Выбытие скважин	скв.	449	1	404	2	2	2	2	2	1	3	1	2	4	1	1	2
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				2224	2	2	2	2	2	1	3	1	2	4	23	1	24
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				894578	94	102	110	119	129	70	228	82	179	387	2675	114	3267
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																	
	Обустройство промысла																	
1	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*5	км	20	35	702	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1860	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				3166	2	2	2	2	2	1	3	1	2	4	23	1	24
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				896438	94	102	110	119	129	70	228	82	179	387	2675	114	3267
	Коэффициент инфляции					52,05	56,42	61,16	66,30	71,87	77,91	84,45	91,55	99,24	107,57	116,61	126,40	137,02

Продолжение таблицы 4.2.2.4

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам										
						63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73
				млн.тенге	млн. тенге	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096
1	2	3	4	5	6	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)															
1	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	20	30	607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин с других объектов	скв.	22	22	485	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Ввод из бездействия	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0
4	Выбытие скважин	скв.	449	1	404	1	77	1	0	2	0	0	0	1	2	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				2224	1	77	1	0	2	0	0	0	1	24	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				894578	134	12317	157	0	369	0	0	0	255	7319	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО															
	Обустройство промысла															
1	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*5	км	20	35	702	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1860	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				3166	1	77	1	0	2	0	0	0	1	24	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				896438	134	12317	157	0	369	0	0	0	255	7319	0
	Коэффициент инфляции					148,53	161,01	174,53	189,19	205,08	222,31	240,99	261,23	283,17	306,96	332,74

Продолжение таблицы 4.2.2.4

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам										
						74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
				млн.тенге	млн. тенге	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107
1	2	3	4	5	6	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)															
1	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	20	30	607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин с других объектов	скв.	22	22	485	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Ввод из бездействия	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	скв.	449	1	404	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				2224	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				894578	0	0	0	0	0	0	0	0	2476	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО															
	Обустройство промысла															
1	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*5	км	20	35	702	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1860	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				3166	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				896438	0	0	0	0	0	0	0	0	2476	0	0
	Коэффициент инфляции					360,69	390,99	423,83	459,44	498,03	539,86	585,21	634,37	687,66	745,42	808,04

Продолжение таблицы 4.2.2.4

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам									
						85	86	87	88	89	90	91	92	93	94
				млн.тенге	млн. тенге	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117
1	2	3	4	5	6	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
1	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	20	30	607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин с других объектов	скв.	22	22	485	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Ввод из бездействия	скв.	33	22	727	0	0	0	0	22	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	скв.	449	1	404	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				2224	1	0	0	0	22	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				894578	788	0	0	0	26661	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
	Обустройство промысла														
1	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*5	км	20	35	702	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1860	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				3166	1	0	0	0	22	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				896438	788	0	0	0	26661	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					875,91	949,49	1029,24	1115,70	1209,42	1311,01	1421,14	1540,51	1669,91	1810,19

Продолжение таблицы 4.2.2.4

NN	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Стоимость всего	Распределение КВ по годам																			
						95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115
				млн.тенге	млн. тенге	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138
1	2	3	4	5	6	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																									
1	Перевод скважин, временно дающих нефть, в ППД	скв.	20	30	607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин с других объектов	скв.	22	22	485	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Ввод из бездействия	скв.	33	22	727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	скв.	449	1	404	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				2224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				894578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	829015	0	0	0	0	0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																									
	Обустройство промысла																									
1	Нагнетательные линии от скважин Ø 89*5	км	20	35	702	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	2	120	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1860	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО со строительством скважин без учета инфляции				3166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин в текущих (с учетом инфляции) ценах				896438	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	829015	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1962,24	2127,07	2305,74	2499,43	2709,38	2936,97	3183,67	3451,10	3740,99	4055,24	4395,88	4765,13	5165,40	5599,29	6069,63	6579,48	7132,16	7731,26	8380,69	9084,66	9847,78

4.2.3 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа.

В таблицах 4.2.3.1 и 4.2.3.2 приведен расчет дохода от продаж выпускаемой продукции в целом по месторождению; в таблице 4.2.3.3 – для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз»; в таблице 4.2.3.4 – для АО «Тургай-Петролеум».

Расходы, понесенные предприятием в соответствии с казахстанскими стандартами бухгалтерской отчетностью, разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле.

Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции, включают:

- затраты производственного характера;
- затраты на химреагенты;
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями ;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда промышленно-производственного персонала;
- амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции;
- ремонт скважин;
- затраты условно-постоянные, зависимые от фонда скважин;
- затраты на персонал;
- операционные затраты по ГУП;
- затраты на страхование;
- экологические расходы;
- транспортировка нефти;
- прочие производственные расходы;
- налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции

Таблица 4.2.3.1- Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1

Года	Расчет дохода от продажи нефти												Общий доход предприятия (без НДС)
	Объем добычи нефти	Объем продажи, тыс.т					Цена реализации нефти АО «Тургай-Петролеум»		Валовый доход АО «Тургай-Петролеум» от продажи нефти, без учтета НДС	Цена реализации нефти АО «ПетроКазахстан»		Валовый доход АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» от продажи нефти, без учтета НДС	
		Всего	Всего ТП	Всего ПККР	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок		на внешний рынок	на внутренний рынок		
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.тенге/т	тыс.тенге/т	млн.тенге	тыс.тенге/т	тыс.тенге/т	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2024	264,2	262,5	169,8	92,8	78,8	183,8	271,43	106,00	25069,7	252,7	118,7	13911,1	38980,8
2025	229,4	227,9	145,6	82,3	68,4	159,5	271,43	106,00	21500,6	273,9	128,6	13384,6	34885,2
2026	201,5	200,1	126,0	74,1	60,0	140,1	271,43	106,00	18609,8	296,9	139,5	13065,0	31674,8
2027	177,4	176,2	109,0	67,2	52,9	123,3	271,43	106,00	16103,4	321,9	151,2	12831,3	28934,8
2028	160,2	159,1	93,8	65,2	47,7	111,4	271,43	106,00	13856,2	348,9	163,9	13512,3	27368,6
2029	145,8	144,8	81,2	63,6	43,4	101,4	271,43	106,00	11987,7	378,2	177,6	14281,5	26269,2
2030	134,4	133,5	71,4	62,1	40,0	93,4	271,43	106,00	10548,4	410,0	192,6	15103,8	25652,3
2031	131,9	131,0	70,6	60,4	39,3	91,7	294,22	114,90	11302,7	444,4	208,7	15931,1	27233,8
2032	129,5	128,6	69,8	58,8	38,6	90,0	318,94	124,56	12111,6	481,8	226,3	16810,7	28922,3
2033	127,1	126,2	69,0	57,3	37,9	88,4	345,73	135,02	12979,2	522,2	245,3	17745,4	30724,6
2034	124,8	124,0	68,2	55,8	37,2	86,8	374,77	146,36	13909,8	566,1	265,9	18735,6	32645,4
2035	122,6	121,8	67,5	54,3	36,5	85,2	406,25	158,65	14909,8	613,7	288,2	19783,9	34693,7
2036	120,4	119,6	66,7	52,9	35,9	83,7	440,38	171,98	15982,7	665,2	312,4	20884,9	36867,6
2037	118,3	117,5	66,0	51,5	35,2	82,2	477,37	186,43	17133,9	721,1	338,7	22039,2	39173,2
2038	116,2	115,4	65,2	50,1	34,6	80,8	517,47	202,09	18369,2	781,7	367,1	23255,2	41624,3
2039	114,1	113,3	64,5	48,8	34,0	79,3	560,94	219,06	19694,7	847,3	397,9	24543,7	44238,4
2040	112,1	111,4	63,8	47,5	33,4	78,0	608,05	237,46	21117,1	918,5	431,4	25909,4	47026,5
2041	110,2	109,4	63,1	46,3	32,8	76,6	659,13	257,41	22643,7	995,6	467,6	27361,3	50005,0
2042	108,3	107,6	62,5	45,1	32,3	75,3	714,50	279,03	24282,1	1079,3	506,9	28899,3	53181,4
2043	106,5	105,8	61,8	44,0	31,7	74,0	774,52	302,47	26040,7	1169,9	549,5	30527,4	56568,1
2044	104,7	104,0	61,1	42,9	31,2	72,8	839,58	327,88	27932,1	1268,2	595,6	32254,3	60186,4
2045	103,0	102,3	60,5	41,8	30,7	71,6	910,10	355,42	29962,7	1374,7	645,6	34086,3	64049,0
2046	101,3	100,6	59,9	40,7	30,2	70,4	986,55	385,28	32143,1	1490,2	699,9	36030,1	68173,2
2047	99,7	99,0	59,3	39,7	29,7	69,3	1069,42	417,64	34484,2	1615,4	758,7	38093,0	72577,3
2048	98,1	97,4	58,7	38,8	29,2	68,2	1159,25	452,72	36998,2	1751,1	822,4	40282,7	77280,9
2049	96,5	95,9	58,1	37,8	28,8	67,1	1256,63	490,75	39697,9	1898,2	891,5	42605,0	82302,9
2050	95,0	94,4	57,5	36,9	28,3	66,1	1362,18	531,98	42597,3	2057,6	966,4	45102,8	87700,1
2051	93,6	92,9	56,9	36,0	27,9	65,1	1476,61	576,66	45711,2	2230,5	1047,5	47714,0	93425,2
2052	92,1	91,5	56,3	35,2	27,5	64,1	1600,64	625,10	49055,8	2417,8	1135,5	50487,3	99543,1
2053	90,7	90,1	55,8	34,4	27,0	63,1	1735,10	677,61	52648,4	2620,9	1230,9	53435,3	106083,7
2054	89,4	88,8	55,3	33,5	26,7	62,2	1880,84	734,53	56610,1	2841,1	1334,3	56538,1	113148,3
2055	88,2	87,6	54,9	32,7	26,3	61,3	2038,83	796,23	60871,8	3079,7	1446,4	59834,9	120706,7
2056	87,0	86,4	54,4	32,0	25,9	60,5	2210,10	863,11	65456,3	3338,4	1567,9	63338,2	128794,5
2057	85,8	85,2	54,0	31,2	25,6	59,7	2395,74	935,61	70388,1	3618,9	1699,6	67061,8	137449,8
2058	84,6	84,1	53,6	30,5	25,2	58,9	2596,99	1014,21	75693,7	3922,8	1842,4	71020,0	146713,7
2059	83,5	83,0	53,1	29,8	24,9	58,1	2815,13	1099,40	81401,6	4252,4	1997,1	75228,5	156630,1
2060	82,4	81,9	52,7	29,1	24,6	57,3	3051,60	1191,75	87542,5	4609,6	2164,9	79697,4	167239,9
2061	81,3	80,8	52,3	28,5	24,2	56,6	3307,94	1291,85	94149,5	4996,8	2346,7	84456,7	178606,2
2062	80,3	79,7	51,9	27,8	23,9	55,8	3585,81	1400,37	101258,0	5416,5	2543,8	89519,3	190777,3
2063	79,2	78,7	51,5	27,2	23,6	55,1	3887,01	1518,00	108906,5	5871,5	2757,5	94885,1	203791,5
2064	78,2	77,7	51,1	26,6	23,3	54,4	4213,52	1645,51	117136,1	6364,7	2989,2	100594,3	217730,3
2065	77,3	76,7	50,7	26,0	23,0	53,7	4567,46	1783,74	125991,2	6899,3	3240,2	106671,2	232662,4
2066	76,3	75,8	50,3	25,5	22,7	53,1	4951,13	1933,57	135519,6	7478,8	3512,4	113140,1	248659,7
2067	73,8	73,3	49,9	23,4	22,0	51,3	5367,02	2095,99	145772,9	8107,1	3807,5	112594,8	258367,7
2068	72,9	72,4	49,5	22,9	21,7	50,7	5817,85	2272,05	156806,5	8788,1	4127,3	119417,0	276223,5
2069	72,0	71,6	49,2	22,4	21,5	50,1	6306,55	2462,91	168680,0	9526,3	4474,0	126678,2	295358,2
2070	71,2	70,7	48,8	21,9	21,2	49,5	6836,30	2669,79	181457,9	10326,5	4849,8	134407,8	315865,7

Продолжение таблицы 4.2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2071	70,4	69,9	48,4	21,5	21,0	48,9	7410,55	2894,05	195209,2	11193,9	5257,2	142764,9	337974,2
2072	69,6	69,1	48,0	21,1	20,7	48,4	8033,04	3137,15	210008,7	12134,2	5698,8	151666,3	361675,0
2073	68,8	68,3	47,7	20,6	20,5	47,8	8707,81	3400,67	225936,6	13153,4	6177,5	161156,8	387093,4
2074	68,0	67,6	47,3	20,2	20,3	47,3	9439,27	3686,33	243079,4	14258,3	6696,4	171268,2	414347,6
2075	67,3	66,8	47,0	19,8	20,0	46,8	10232,17	3995,98	261530,3	15456,0	7258,9	182042,0	443572,4
2076	66,5	66,1	46,6	19,5	19,8	46,3	11091,67	4331,64	281389,7	16754,3	7868,6	193523,2	474912,9
2077	65,8	65,4	46,3	19,1	19,6	45,8	12023,37	4695,50	302765,6	18161,7	8529,6	205932,4	508698,1
2078	65,1	64,7	45,9	18,8	19,4	45,3	13033,33	5089,93	325774,5	19687,3	9246,1	219162,5	544937,0
2079	64,4	64,0	45,6	18,4	19,2	44,8	14128,13	5517,48	350541,8	21341,0	10022,8	233269,0	583810,7
2080	63,8	63,4	45,3	18,1	19,0	44,3	15314,89	5980,95	377202,5	23133,7	10864,7	248311,3	625513,8
2081	63,1	62,7	44,9	17,8	18,8	43,9	16601,34	6483,35	405902,2	25076,9	11777,3	264324,9	670227,1
2082	62,5	62,1	44,6	17,4	18,6	43,4	17995,86	7027,95	436797,7	27183,4	12766,6	281404,7	718202,3
2083	61,8	61,4	44,3	17,1	18,4	43,0	19507,51	7618,30	470057,7	29466,8	13839,0	299623,4	769681,1
2084	61,2	60,8	44,0	16,8	18,2	42,6	21146,14	8258,23	505864,3	31942,0	15001,5	319058,8	824923,1
2085	60,6	60,2	43,7	16,5	18,1	42,1	22922,41	8951,92	544413,3	34625,1	16261,6	339762,5	884175,9
2086	60,0	59,6	43,3	16,2	17,9	41,7	24847,90	9703,89	585916,0	37533,6	17627,6	361852,0	947768,1
2087	59,4	59,0	43,0	16,0	17,7	41,3	26935,12	10519,01	630599,8	40686,4	19108,3	385404,9	1016004,7
2088	58,8	58,4	42,7	15,7	17,5	40,9	29197,67	11402,61	678709,7	44104,1	20713,4	410538,5	1089248,2
2089	58,2	57,8	42,4	15,4	17,3	40,5	31650,28	12360,43	730509,8	47808,8	22453,3	437323,1	1167832,9
2090	57,6	57,2	42,1	15,2	17,2	40,1	34308,90	13398,70	785850,1	51824,8	24339,4	466019,9	1251869,9
2091	57,0	56,6	41,8	14,9	17,0	39,6	37190,85	14524,20	845413,5	56178,0	26383,9	495509,9	1340923,4
2092	56,4	56,0	41,4	14,6	16,8	39,2	40314,88	15744,23	908881,0	60897,0	28600,1	526919,6	1435800,6
2093	44,9	44,7	30,4	14,3	13,4	31,3	43701,33	17066,74	721681,9	66012,4	31002,6	560439,7	1282121,7
2094	44,6	44,3	30,3	14,0	13,3	31,0	47372,24	18500,35	780841,5	71557,4	33606,8	596215,4	1377056,9
2095	44,3	44,0	30,2	13,8	13,2	30,8	51351,51	20054,38	844851,7	77568,2	36429,7	634333,8	1479185,5
2096	44,0	43,7	30,2	13,6	13,1	30,6	55665,03	21738,95	914110,3	84083,9	39489,8	676505,0	1590615,3
2097	43,7	43,5	30,1	13,3	13,0	30,4	60340,90	23565,02	989047,8	91147,0	42807,0	721546,5	1710594,3
2098	43,5	43,2	30,1	13,1	13,0	30,2	65409,53	25544,48	1070096,7	98803,3	46402,8	769628,6	1839725,2
2099	43,2	42,9	30,0	12,9	12,9	30,0	70903,93	27690,22	1157789,2	107102,8	50300,6	820990,7	1978779,9
2100	42,9	42,7	30,0	12,7	12,8	29,9	76859,86	30016,19	1252670,3	116099,5	54525,9	875861,1	2128531,3
2101	42,7	42,4	29,9	12,5	12,7	29,7	83316,09	32537,55	1355329,3	125851,8	59106,0	934483,9	2289813,1
2102	42,4	42,2	29,8	12,3	12,6	29,5	90314,64	35270,71	1466382,1	136423,4	64070,9	997120,7	2463502,8
2103	42,2	41,9	29,8	12,1	12,6	29,3	97901,07	38233,45	1586537,5	147882,9	69452,9	1064051,8	2650589,3
2104	41,9	41,7	29,7	11,9	12,5	29,2	106124,76	41445,06	1716527,8	160305,1	75286,9	1135881,1	2852408,8
2105	41,3	41,0	29,2	11,8	12,3	28,7	115039,24	44926,44	1830702,4	173770,7	81611,0	1212654,1	3043356,5
2106	41,0	40,8	29,2	11,6	12,2	28,5	124702,54	48700,26	1981041,4	188367,5	88466,4	1294717,0	3275758,4
2107	40,8	40,6	29,1	11,4	12,2	28,4	135177,55	52791,09	2143726,8	204190,3	95897,5	1382440,5	3526167,2
2108	40,6	40,3	29,1	11,2	12,1	28,2	146532,47	57225,54	2319772,5	221342,3	103952,9	1476772,8	3796545,4
2109	40,4	40,1	29,0	11,1	12,0	28,1	158841,19	62032,48	2510275,9	239935,1	112685,0	1575210,1	4085486,0
2110	40,1	39,9	29,0	10,9	12,0	27,9	172183,85	67243,21	2716424,2	260089,6	122150,5	1680988,6	4397412,8
2111	39,9	39,7	28,9	10,7	11,9	27,8	186647,30	72891,64	2939502,4	281937,1	132411,2	1795743,1	4735245,5
2112	39,0	38,7	28,9	9,8	11,6	27,1	202325,67	79014,54	3180900,9	305619,9	143533,7	1779286,4	4960187,3
2113	38,8	38,5	28,8	9,7	11,6	27,0	219321,03	85651,76	3442124,2	331291,9	155590,5	1903834,3	5345958,5
2114	38,6	38,4	28,8	9,6	11,5	26,8	237743,99	92846,51	3724800,5	359120,5	168660,1	2037211,5	5762012,0
2115	38,4	38,2	28,7	9,4	11,5	26,7	257714,49	100645,61	4030691,7	389286,6	182827,6	2180015,0	6210706,8
2116	38,2	38,0	28,7	9,3	11,4	26,6	279362,50	109099,85	4361704,5	421986,6	198185,1	2331242,8	6692947,3
2117	38,1	37,8	28,6	9,2	11,3	26,5	302828,96	118264,23	4719902,0	457433,5	214832,6	2494027,3	7213929,3
2118	37,7	37,4	28,6	8,8	11,2	26,2	328266,59	128198,43	5107516,8	495857,9	232878,6	2601936,1	7709452,9
2119	37,5	37,3	28,5	8,7	11,2	26,1	355840,98	138967,10	5526965,0	537510,0	252440,4	2782959,5	8309924,5
2120	37,3	37,1	28,5	8,6	11,1	26,0	385731,62	150640,33	5980861,0	582660,8	273645,4	2976729,7	8957590,7
2121	37,2	36,9	28,4	8,5	11,1	25,9	418133,08	163294,12	6472034,1	631604,4	296631,6	3184156,1	9656190,2
2122	37,0	36,8	28,4	8,4	11,0	25,7	453256,26	177010,83	7003545,6	684659,1	321548,6	3406213,8	10409759,4
2123	36,9	36,6	28,4	8,3	11,0	25,6	491329,78	191879,74	7578708,7	742170,5	348558,7	3643948,5	11222657,2
2124	36,7	36,5	28,3	8,2	10,9	25,5	532601,49	207997,63	8199999,0	804512,8	377837,6	3898481,7	12098480,7
2125	36,5	36,3	28,2	8,1	10,9	25,4	577340,01	225469,43	8872222,2	872091,9	409576,0	4171016,1	13043238,3

Продолжение таблицы 4.2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2126	36,4	36,1	28,2	8,0	10,8	25,3	625836,57	244408,87	9599553,6	945347,6	443980,4	4462842,0	14062395,5
2127	36,2	36,0	28,1	7,9	10,8	25,2	678406,84	264939,21	10386511,0	1024756,8	481274,7	4775343,1	15161854,2
2128	36,0	35,8	28,0	7,8	10,7	25,1	735393,02	287194,10	11221604,7	1110836,4	521701,8	5120303,4	16341908,1
2129	35,9	35,6	28,0	7,7	10,7	24,9	797166,03	311318,41	12123803,1	1204146,6	565524,8	5490387,0	17614190,1
2130	35,7	35,5	27,9	7,6	10,6	24,8	864127,98	337469,16	13098553,1	1305294,9	613028,9	5887439,5	18985992,6
2131	35,5	35,3	27,8	7,5	10,6	24,7	936714,73	365816,57	14151690,3	1414939,7	664523,3	6313443,2	20465133,5
2132	35,3	35,1	27,7	7,4	10,5	24,6	1015398,77	396545,16	15289519,8	1533794,6	720343,2	6770527,6	22060047,5
2133	35,0	34,8	27,4	7,4	10,4	24,3	1100692,26	429854,95	16412539,9	1662633,4	780852,1	7260980,2	23673520,1
2134	34,6	34,4	27,1	7,3	10,3	24,1	1193150,41	465962,77	17619618,4	1802294,6	846443,6	7787258,3	25406876,7
2135	33,4	33,2	26,0	7,2	10,0	23,2	1293375,05	505103,64	18271020,4	1953687,3	917544,9	8352001,8	26623022,2
2136	32,2	32,0	24,8	7,1	9,6	22,4	1402018,55	547532,34	18949022,7	2117797,1	994618,7	8958047,0	27907069,8
2137	13,8	13,7	6,7	7,1	4,1	9,6	1519788,11	593525,06	5515108,3	2295692,0	1078166,7	9608441,3	15123549,6
2138	13,6	13,5	6,5	7,0	4,0	9,4	1647450,31	643381,17	5825677,7	2488530,2	1168732,7	10306458,7	16132136,4
2139	7,0	6,9	0,0	6,9	2,1	4,8	0,00	0,00	0,0	2697566,7	1266906,2	11055617,4	11055617,4
2140	6,9	6,8	0,0	6,8	2,0	4,8	0,00	0,00	0,0	2924162,3	1373326,3	11859697,9	11859697,9
2141	6,8	6,8	0,0	6,8	2,0	4,7	0,00	0,00	0,0	3169791,9	1488685,7	12722762,5	12722762,5
2142	6,7	6,7	0,0	6,7	2,0	4,7	0,00	0,00	0,0	3436054,5	1613735,3	13649176,9	13649176,9
2143	6,7	6,6	0,0	6,6	2,0	4,6	0,00	0,00	0,0	3724683,0	1749289,1	14643632,9	14643632,9
2144	6,6	6,6	0,0	6,6	2,0	4,6	0,00	0,00	0,0	4037556,4	1896229,4	15721721,9	15721721,9
2145	6,6	6,5	0,0	6,5	1,9	4,5	0,00	0,00	0,0	4376711,2	2055512,6	16879762,0	16879762,0
2146	6,5	6,4	0,0	6,4	1,9	4,5	0,00	0,00	0,0	4744354,9	2228175,7	18118903,9	18118903,9
2147	6,4	6,4	0,0	6,4	1,9	4,5	0,00	0,00	0,0	5142880,7	2415342,5	19451215,9	19451215,9
2148	6,4	6,3	0,0	6,3	1,9	4,4	0,00	0,00	0,0	5574882,7	2618231,2	20924991,6	20924991,6
2149	6,3	6,3	0,0	6,3	1,9	4,4	0,00	0,00	0,0	6043172,8	2838162,7	22510931,3	22510931,3
2150	6,3	6,2	0,0	6,2	1,9	4,4	0,00	0,00	0,0	6550799,3	3076568,3	24217610,7	24217610,7
2151	6,2	6,2	0,0	6,2	1,9	4,3	0,00	0,00	0,0	7101066,5	3335000,1	26054264,3	26054264,3
2152	6,2	6,1	0,0	6,1	1,8	4,3	0,00	0,00	0,0	7697556,1	3615140,1	28030836,1	28030836,1
2153	6,1	6,1	0,0	6,1	1,8	4,3	0,00	0,00	0,0	8344150,8	3918811,8	30146331,8	30146331,8
2154	6,1	6,0	0,0	6,0	1,8	4,2	0,00	0,00	0,0	9045059,4	4247992,0	32432755,6	32432755,6
2155	6,0	6,0	0,0	6,0	1,8	4,2	0,00	0,00	0,0	9804844,4	4604823,4	34893394,9	34893394,9
2156	6,0	6,0	0,0	6,0	1,8	4,2	0,00	0,00	0,0	10628451,4	4991628,5	37541587,4	37541587,4
2157	2,2	2,2	0,0	2,2	0,7	1,5	0,00	0,00	0,0	11521241,3	5410925,3	14935100,7	14935100,7
2158	2,2	2,2	0,0	2,2	0,7	1,5	0,00	0,00	0,0	12489025,6	5865443,0	16170545,4	16170545,4
2159	2,2	2,2	0,0	2,2	0,7	1,5	0,00	0,00	0,0	13538103,7	6358140,3	17508187,1	17508187,1
2160	2,2	2,2	0,0	2,2	0,7	1,5	0,00	0,00	0,0	14675304,4	6892224,0	18956479,8	18956479,8
2161	2,2	2,2	0,0	2,2	0,7	1,5	0,00	0,00	0,0	15908030,0	7471170,9	20524576,5	20524576,5
2162	2,2	2,2	0,0	2,2	0,7	1,5	0,00	0,00	0,0	17244304,5	8098749,2	22222387,5	22222387,5
2163	2,2	2,2	0,0	2,2	0,7	1,5	0,00	0,00	0,0	18692826,1	8779044,1	24060643,0	24060643,0
2164	2,2	2,2	0,0	2,2	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	20263023,5	9516483,9	26050960,5	26050960,5
2165	2,2	2,2	0,0	2,2	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	21965117,4	10315868,5	28206483,7	28206483,7
2166	2,2	2,2	0,0	2,2	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	23810187,3	11182401,5	30540360,4	30540360,4
2167	2,2	2,2	0,0	2,2	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	25810243,0	12121723,2	33067348,0	33067348,0
2168	2,2	2,2	0,0	2,2	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	27978303,5	13139947,9	35803425,0	35803425,0
2169	2,2	2,2	0,0	2,2	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	30328480,9	14243703,6	38765892,0	38765892,0
2170	2,2	2,2	0,0	2,2	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	32876073,3	15440174,6	41973481,2	41973481,2
2171	2,2	2,1	0,0	2,1	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	35637663,5	16737149,3	45446474,4	45446474,4
2172	2,2	2,1	0,0	2,1	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	38631227,2	18143069,9	49206832,1	49206832,1
2173	2,2	2,1	0,0	2,1	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	41876250,3	19667087,7	53278331,3	53278331,3
2174	2,2	2,1	0,0	2,1	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	45393855,3	21319123,1	57686716,9	57686716,9
2175	2,2	2,1	0,0	2,1	0,6	1,5	0,00	0,00	0,0	49206939,2	23109929,4	62459863,5	62459863,5
Итого приб.период 2024-2175	**8482,4**	**8426,4**	**5387,7**	**3038,7**	**2527,9**	**5898,5**			**289838890,6**	**635000826,1**	**298226724,2**	**1187269930,1**	**1477108820,7**
Итого расчет. период 2024-2175	**8482,4**	**8426,4**	**5387,7**	**3038,7**	**2527,9**	**5898,5**			**289838890,6**	**635000826,1**	**298226724,2**	**1187269930,1**	**1477108820,7**

Таблица 4.2.3.2- Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2

Года	Расчет дохода от продажи нефти												Общий доход предприятия (без НДС)
	Объем добычи нефти	Объем продажи, тыс.т					Цена реализации нефти АО «Тургай-Петролеум»		Валовый доход АО «Тургай-Петролеум» от продажи нефти, без учтета НДС	Цена реализации нефти АО «ПетроКазахстан»		Валовый доход АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» от продажи нефти, без учтета НДС	
		Всего	Всего ТП	Всего ПККР	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок		на внешний рынок	на внутренний рынок		
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.тенге/т	тыс.тенге/т	млн.тенге	тыс.тенге/т	тыс.тенге/т	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2024	264,2	262,5	169,8	92,8	78,8	183,8	271,43	106,00	25069,7	252,7	118,7	13911,1	38980,8
2025	237,8	236,2	150,7	85,5	70,9	165,3	271,43	106,00	22251,3	273,9	128,6	13905,6	36156,8
2026	211,8	210,4	133,2	77,2	63,1	147,3	271,43	106,00	19670,6	296,9	139,5	13612,7	33283,3
2027	188,9	187,7	117,7	69,9	56,3	131,4	271,43	106,00	17384,8	321,9	151,2	13359,8	30744,5
2028	174,2	173,0	105,0	68,0	51,9	121,1	271,43	106,00	15508,0	348,9	163,9	14078,3	29586,3
2029	159,4	158,3	92,2	66,1	47,5	110,8	271,43	106,00	13622,0	378,2	177,6	14838,6	28460,6
2030	147,7	146,7	82,4	64,3	44,0	102,7	271,43	106,00	12165,3	410,0	192,6	15643,2	27808,5
2031	144,8	143,8	81,3	62,5	43,1	100,7	294,22	114,90	13010,8	444,4	208,7	16495,0	29505,7
2032	142,0	141,0	80,2	60,8	42,3	98,7	318,94	124,56	13915,5	481,8	226,3	17389,7	31305,2
2033	139,2	138,3	79,1	59,2	41,5	96,8	345,73	135,02	14883,7	522,2	245,3	18337,1	33220,8
2034	136,6	135,6	78,1	57,6	40,7	94,9	374,77	146,36	15919,8	566,1	265,9	19340,6	35260,4
2035	134,0	133,1	77,0	56,0	39,9	93,1	406,25	158,65	17030,5	613,7	288,2	20403,6	37434,1
2036	131,5	130,6	76,0	54,5	39,2	91,4	440,38	171,98	18219,4	665,2	312,4	21529,9	39749,3
2037	129,0	128,1	75,0	53,1	38,4	89,7	477,37	186,43	19492,0	721,1	338,7	22723,5	42215,5
2038	126,6	125,8	74,1	51,7	37,7	88,0	517,47	202,09	20854,3	781,7	367,1	23990,2	44844,5
2039	124,3	123,5	73,1	50,3	37,0	86,4	560,94	219,06	22312,7	847,3	397,9	25318,8	47631,5
2040	122,0	121,2	72,2	49,0	36,4	84,8	608,05	237,46	23874,0	918,5	431,4	26728,5	50602,5
2041	119,8	119,0	71,2	47,8	35,7	83,3	659,13	257,41	25545,5	995,6	467,6	28224,2	53769,7
2042	117,6	116,9	70,3	46,5	35,1	81,8	714,50	279,03	27335,1	1079,3	506,9	29811,4	57146,5
2043	115,5	114,8	69,4	45,4	34,4	80,3	774,52	302,47	29251,2	1169,9	549,5	31495,9	60747,1
2044	113,5	112,8	68,5	44,2	33,8	78,9	839,58	327,88	31306,5	1268,2	595,6	33284,1	64590,6
2045	111,5	110,8	67,7	43,1	33,2	77,6	910,10	355,42	33507,7	1374,7	645,6	35182,5	68690,2
2046	109,6	108,9	66,8	42,1	32,7	76,2	986,55	385,28	35865,1	1490,2	699,9	37198,3	73063,4
2047	107,7	107,0	66,0	41,0	32,1	74,9	1069,42	417,64	38389,9	1615,4	758,7	39339,1	77729,0
2048	105,9	105,2	65,2	40,1	31,6	73,6	1159,25	452,72	41094,2	1751,1	822,4	41624,9	82719,1
2049	104,1	103,4	64,3	39,1	31,0	72,4	1256,63	490,75	43990,8	1898,2	891,5	44055,6	88046,4
2050	102,4	101,7	63,5	38,2	30,5	71,2	1362,18	531,98	47093,4	2057,6	966,4	46625,8	93719,3
2051	100,7	100,0	62,8	37,3	30,0	70,0	1476,61	576,66	50417,0	2230,5	1047,5	49357,2	99774,3
2052	99,1	98,4	62,0	36,4	29,5	68,9	1600,64	625,10	53977,4	2417,8	1135,5	52260,4	106237,8
2053	97,6	96,9	61,3	35,6	29,1	67,8	1735,10	677,61	57893,9	2620,9	1230,9	55346,5	113240,4
2054	96,1	95,4	60,7	34,8	28,6	66,8	1880,84	734,53	62095,9	2841,1	1334,3	58627,7	120723,5
2055	94,6	94,0	60,0	34,0	28,2	65,8	2038,83	796,23	66604,1	3079,7	1446,4	62116,7	128720,7
2056	93,3	92,6	59,4	33,2	27,8	64,8	2210,10	863,11	71441,0	3338,4	1567,9	65839,9	137280,9
2057	91,9	91,3	58,8	32,5	27,4	63,9	2395,74	935,61	76630,7	3618,9	1699,6	69803,8	146434,5
2058	90,6	90,0	58,2	31,8	27,0	63,0	2596,99	1014,21	82199,0	3922,8	1842,4	74020,9	156219,9
2059	89,3	88,7	57,6	31,1	26,6	62,1	2815,13	1099,40	88173,7	4252,4	1997,1	78501,0	166674,8
2060	87,9	87,4	56,9	30,4	26,2	61,2	3051,60	1191,75	94519,9	4609,6	2164,9	83269,2	177789,0
2061	86,7	86,1	56,3	29,8	25,8	60,3	3307,94	1291,85	101325,6	4996,8	2346,7	88345,3	189670,9
2062	85,4	84,8	55,7	29,2	25,5	59,4	3585,81	1400,37	108624,3	5416,5	2543,8	93749,2	202373,5
2063	84,2	83,6	55,1	28,6	25,1	58,5	3887,01	1518,00	116451,9	5871,5	2757,5	99505,0	215957,0
2064	81,2	80,7	54,5	26,2	24,2	56,5	4213,52	1645,51	124847,2	6364,7	2989,2	98978,7	223825,9
2065	80,0	79,5	53,9	25,6	23,9	55,7	4567,46	1783,74	133851,3	6899,3	3240,2	105018,3	238869,6
2066	78,9	78,4	53,3	25,1	23,5	54,9	4951,13	1933,57	143508,9	7478,8	3512,4	111447,9	254956,7
2067	77,8	77,3	52,7	24,6	23,2	54,1	5367,02	2095,99	153867,5	8107,1	3807,5	118322,0	272189,5
2068	76,7	76,2	52,1	24,1	22,9	53,3	5817,85	2272,05	164978,5	8788,1	4127,3	125640,1	290618,6

Продолжение таблицы 4.2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2069	75,6	75,2	51,6	23,6	22,5	52,6	6306,55	2462,91	176896,8	9526,3	4474,0	133432,0	310328,8
2070	74,6	74,1	51,0	23,1	22,2	51,9	6836,30	2669,79	189681,4	10326,5	4849,8	141729,4	331410,8
2071	73,6	73,1	50,4	22,7	21,9	51,2	7410,55	2894,05	203395,8	11193,9	5257,2	150574,9	353970,7
2072	72,6	72,1	49,9	22,2	21,6	50,5	8033,04	3137,15	218107,8	12134,2	5698,8	159998,4	378106,2
2073	71,6	71,1	49,4	21,8	21,3	49,8	8707,81	3400,67	233890,7	13153,4	6177,5	170037,8	403928,6
2074	70,7	70,2	48,8	21,4	21,1	49,1	9439,27	3686,33	250822,8	14258,3	6696,4	180734,9	431557,7
2075	69,7	69,3	48,3	20,9	20,8	48,5	10232,17	3995,98	268988,4	15456,0	7258,9	192133,9	461122,4
2076	68,8	68,3	47,8	20,5	20,5	47,8	11091,67	4331,64	288477,9	16754,3	7868,6	204249,4	492727,2
2077	67,9	67,4	47,3	20,1	20,2	47,2	12023,37	4695,50	309388,3	18161,7	8529,6	217162,2	526550,5
2078	67,0	66,6	46,8	19,8	20,0	46,6	13033,33	5089,93	331823,9	19687,3	9246,1	230926,6	562750,5
2079	66,1	65,7	46,3	19,4	19,7	46,0	14128,13	5517,48	355896,8	21341,0	10022,8	245600,6	601497,4
2080	65,3	64,8	45,8	19,0	19,5	45,4	15314,89	5980,95	381727,1	23133,7	10864,7	261246,3	642973,4
2081	64,4	64,0	45,3	18,7	19,2	44,8	16601,34	6483,35	409444,0	25076,9	11777,3	277930,0	687374,0
2082	63,6	63,2	44,9	18,3	19,0	44,2	17995,86	7027,95	439186,1	27183,4	12766,6	295722,8	734909,0
2083	62,8	62,4	44,4	18,0	18,7	43,7	19507,51	7618,30	471102,5	29466,8	13839,0	314700,7	785803,2
2084	61,9	61,6	43,9	17,7	18,5	43,1	21146,14	8258,23	504907,0	31942,0	15001,5	334945,1	839852,0
2085	61,1	60,7	43,4	17,3	18,2	42,5	22922,41	8951,92	541160,4	34625,1	16261,6	356542,9	897703,2
2086	60,3	59,9	42,9	17,0	18,0	42,0	24847,90	9703,89	579996,4	37533,6	17627,6	379587,3	959583,8
2087	47,6	47,2	30,5	16,7	14,2	33,1	26935,12	10519,01	447085,4	40686,4	19108,3	404172,9	851258,3
2088	47,0	46,7	30,3	16,4	14,0	32,7	29197,67	11402,61	480929,1	44104,1	20713,4	430411,2	911340,4
2089	46,5	46,2	30,0	16,2	13,9	32,3	31650,28	12360,43	517342,9	47808,8	22453,3	458390,9	975733,8
2090	44,1	43,8	29,8	14,0	13,1	30,7	34308,90	13398,70	556522,6	51824,8	24339,4	430689,0	987211,6
2091	43,7	43,4	29,6	13,8	13,0	30,4	37190,85	14524,20	598679,1	56178,0	26383,9	460265,6	1058944,7
2092	43,3	43,0	29,4	13,7	12,9	30,1	40314,88	15744,23	644039,2	60897,0	28600,1	494440,1	1138479,3
2093	42,9	42,6	29,1	13,5	12,8	29,8	43701,33	17066,74	692847,3	66012,4	31002,6	528427,4	1221274,7
2094	42,5	42,2	28,9	13,3	12,7	29,6	47372,24	18500,35	745366,3	71557,4	33606,8	564737,3	1310103,6
2095	41,5	41,2	28,7	12,5	12,4	28,8	51351,51	20054,38	801879,4	77568,2	36429,7	574709,5	1376588,9
2096	41,1	40,8	28,5	12,3	12,2	28,6	55665,03	21738,95	862691,3	84083,9	39489,8	615087,4	1477778,7
2097	40,7	40,4	28,3	12,2	12,1	28,3	60340,90	23565,02	928130,2	91147,0	42807,0	658329,3	1586459,5
2098	40,3	40,1	28,1	12,0	12,0	28,1	65409,53	25544,48	998516,0	98803,3	46402,8	704640,2	1703156,2
2099	40,0	39,7	27,8	11,9	11,9	27,8	70903,93	27690,22	1074257,6	107102,8	50300,6	754240,4	1828498,0
2100	39,6	39,4	27,6	11,7	11,8	27,5	76859,86	30016,19	1155763,9	116099,5	54525,9	807365,8	1963129,8
2101	39,3	39,0	27,4	11,6	11,7	27,3	83316,09	32537,55	1243475,3	125851,8	59106,0	864269,9	2107745,2
2102	38,9	38,7	27,2	11,4	11,6	27,1	90314,64	35270,71	1337843,9	136423,4	64070,9	925224,0	2263067,9
2103	38,6	38,3	27,0	11,3	11,5	26,8	97901,07	38233,45	1439398,8	147882,9	69452,9	990519,7	2429918,5
2104	38,2	38,0	26,8	11,1	11,4	26,6	106124,76	41445,06	1548675,2	160305,1	75286,9	1060469,4	2609144,6
2105	37,4	37,2	26,2	11,0	11,2	26,0	115039,24	44926,44	1639806,3	173770,7	81611,0	1135408,5	2775214,8
2106	37,1	36,9	26,0	10,9	11,1	25,8	124702,54	48700,26	1764535,2	188367,5	88466,4	1214913,8	2979448,9
2107	36,8	36,5	25,8	10,7	11,0	25,6	135177,55	52791,09	1898783,9	204190,3	95897,5	1300026,4	3198810,3
2108	36,5	36,2	25,6	10,6	10,9	25,4	146532,47	57225,54	2043281,8	221342,3	103952,9	1391145,0	3434426,8
2109	36,1	35,9	25,4	10,5	10,8	25,1	158841,19	62032,48	2198814,0	239935,1	112685,0	1488696,7	3687510,7
2110	35,8	35,6	25,3	10,3	10,7	24,9	172183,85	67243,21	2366226,2	260089,6	122150,5	1593139,2	3959365,5
2111	35,5	35,3	25,1	10,2	10,6	24,7	186647,30	72891,64	2546429,2	281937,1	132411,2	1704963,1	4251392,3
2112	35,2	35,0	24,9	10,1	10,5	24,5	202325,67	79014,54	2740403,7	305619,9	143533,7	1824694,1	4565097,8
2113	34,9	34,6	24,7	9,9	10,4	24,3	219321,03	85651,76	2949206,0	331291,9	155590,5	1952895,8	4902101,8
2114	34,6	34,3	24,5	9,8	10,3	24,0	237743,99	92846,51	3173973,6	359120,5	168660,1	2090172,2	5264145,8
2115	34,3	34,0	24,4	9,7	10,2	23,8	257714,49	100645,61	3415931,8	389286,6	182827,6	2237170,8	5653102,6
2116	34,0	33,7	24,2	9,6	10,1	23,6	279362,50	109099,85	3676400,1	421986,6	198185,1	2394585,6	6070985,8
2117	33,7	33,5	24,0	9,4	10,0	23,4	302828,96	118264,23	3956799,8	457433,5	214832,6	2563160,8	6519960,6
2118	33,4	33,2	23,8	9,3	10,0	23,2	328266,59	128198,43	4258661,6	495857,9	232878,6	2743693,7	7002355,3
2119	33,1	32,9	23,7	9,2	9,9	23,0	355840,98	138967,10	4583634,3	537510,0	252440,4	2937039,7	7520673,9
2120	32,8	32,6	23,5	9,1	9,8	22,8	385731,62	150640,33	4933493,8	582660,8	273645,4	3145591,2	8079085,0

Продолжение таблицы 4.2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2121	32,5	32,3	23,3	9,0	9,7	22,6	418133,08	163294,12	5310153,0	631604,4	296631,6	3369094,6	8679247,6
2122	32,3	32,1	23,2	8,9	9,6	22,4	453256,26	177010,83	5715672,5	684659,1	321548,6	3608632,9	9324305,4
2123	32,0	31,8	23,0	8,8	9,5	22,3	491329,78	191879,74	6152271,7	742170,5	348558,7	3865368,3	10017640,0
2124	31,7	31,5	22,8	8,7	9,5	22,1	532601,49	207997,63	6621232,1	804512,8	377837,6	4140548,2	10761780,3
2125	31,5	31,3	22,7	8,6	9,4	21,9	577340,01	225469,43	7126055,2	872091,9	409576,0	4435823,5	11561878,7
2126	31,0	30,8	22,4	8,5	9,3	21,6	625836,57	244408,87	7618240,9	945347,6	443980,4	4752360,6	12370601,6
2127	30,6	30,4	22,1	8,4	9,1	21,3	678406,84	264939,21	8145061,0	1024756,8	481274,7	5091706,4	13236767,4
2128	30,2	30,0	21,7	8,3	9,0	21,0	735393,02	287194,10	8680080,7	1110836,4	521701,8	5455521,3	14135601,9
2129	29,7	29,5	21,3	8,2	8,9	20,7	797166,03	311318,41	9251438,1	1204146,6	565524,8	5845587,7	15097025,8
2130	29,2	29,1	21,0	8,1	8,7	20,3	864127,98	337469,16	9861686,6	1305294,9	613028,9	6264630,5	16126317,1
2131	28,8	28,6	20,6	8,0	8,6	20,0	936714,73	365816,57	10513564,6	1414939,7	664523,3	6714026,8	17227591,3
2132	28,4	28,2	20,3	7,9	8,5	19,7	1015398,77	396545,16	11205607,3	1533794,6	720343,2	7195999,2	18401606,5
2133	15,3	15,2	7,4	7,8	4,6	10,6	1100692,26	429854,95	4410913,1	1662633,4	780852,1	7712935,2	12123848,3
2134	15,0	14,9	7,2	7,7	4,5	10,4	1193150,41	465962,77	4661894,1	1802294,6	846443,6	8267398,9	12929293,0
2135	14,7	14,6	7,0	7,6	4,4	10,3	1293375,05	505103,64	4927155,9	1953687,3	917544,9	8862144,8	13789300,6
2136	14,5	14,4	6,8	7,6	4,3	10,1	1402018,55	547532,34	5207511,0	2117797,1	994618,7	9500131,6	14707642,7
2137	14,2	14,1	6,7	7,5	4,2	9,9	1519788,11	593525,06	5515108,3	2295692,0	1078166,7	10184538,1	15699646,4
2138	14,0	13,9	6,5	7,4	4,2	9,7	1647450,31	643381,17	5825677,7	2488530,2	1168732,7	10918779,1	16744456,8
2139	7,4	7,3	0,0	7,3	2,2	5,1	0,00	0,00	0,0	2697566,7	1266906,2	11706523,6	11706523,6
2140	7,3	7,2	0,0	7,2	2,2	5,1	0,00	0,00	0,0	2924162,3	1373326,3	12551713,6	12551713,6
2141	7,2	7,2	0,0	7,2	2,1	5,0	0,00	0,00	0,0	3169791,9	1488685,7	13458585,1	13458585,1
2142	7,1	7,1	0,0	7,1	2,1	5,0	0,00	0,00	0,0	3436054,5	1613735,3	14431689,6	14431689,6
2143	7,1	7,0	0,0	7,0	2,1	4,9	0,00	0,00	0,0	3724683,0	1749289,1	15475450,9	15475450,9
2144	7,0	6,9	0,0	6,9	2,1	4,8	0,00	0,00	0,0	4037556,4	1896229,4	16595513,2	16595513,2
2145	6,9	6,9	0,0	6,9	2,1	4,8	0,00	0,00	0,0	4376711,2	2055512,6	17797515,6	17797515,6
2146	6,8	6,8	0,0	6,8	2,0	4,7	0,00	0,00	0,0	4744354,9	2228175,7	19088487,1	19088487,1
2147	2,6	2,5	0,0	2,5	0,8	1,8	0,00	0,00	0,0	5142880,7	2415342,5	7772459,5	7772459,5
2148	2,5	2,5	0,0	2,5	0,8	1,8	0,00	0,00	0,0	5574882,7	2618231,2	8332667,3	8332667,3
2149	2,5	2,5	0,0	2,5	0,7	1,7	0,00	0,00	0,0	6043172,8	2838162,7	8933252,6	8933252,6
2150	2,5	2,5	0,0	2,5	0,7	1,7	0,00	0,00	0,0	6550799,3	3076568,3	9567442,1	9567442,1
2151	2,5	2,4	0,0	2,4	0,7	1,7	0,00	0,00	0,0	7101066,5	3335000,1	10246653,9	10246653,9
2152	2,4	2,4	0,0	2,4	0,7	1,7	0,00	0,00	0,0	7697556,1	3615140,1	10974084,4	10974084,4
2153	2,4	2,4	0,0	2,4	0,7	1,7	0,00	0,00	0,0	8344150,8	3918811,8	11784085,9	11784085,9
2154	2,4	2,4	0,0	2,4	0,7	1,7	0,00	0,00	0,0	9045059,4	4247992,0	12657706,2	12657706,2
2155	2,4	2,3	0,0	2,3	0,7	1,6	0,00	0,00	0,0	9804844,4	4604823,4	13597465,0	13597465,0
Итого приб.период 2024-2155	**8482,4**	**8426,4**	**5387,7**	**3038,7**	**2527,9**	**5898,5**			**199534014,5**	**126526174,6**	**59422736,2**	**381016062,9**	**580550077,3**
Итого расчет. период 2024-2155	**8482,4**	**8426,4**	**5387,7**	**3038,7**	**2527,9**	**5898,5**			**199534014,5**	**126526174,6**	**59422736,2**	**381016062,9**	**580550077,3**

Таблица 4.2.3.3 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2

Года	Расчет дохода от продажи нефти						Общий доход предприятия (без НДС)
	Объем добычи нефти	Объем продажи			Цена реализации нефти АО «ПетроКазахстан»		
		Всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.тенге/т	тыс.тенге/т	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	93,5	92,8	27,8	64,9	252,7	118,7	13911,1
2025	86,2	85,5	25,7	59,9	273,9	128,6	13905,6
2026	77,9	77,2	23,2	54,1	296,9	139,5	13612,7
2027	70,5	69,9	21,0	49,0	321,9	151,2	13359,8
2028	68,6	68,0	20,4	47,6	348,9	163,9	14078,3
2029	66,7	66,1	19,8	46,3	378,2	177,6	14838,6
2030	64,8	64,3	19,3	45,0	410,0	192,6	15643,2
2031	63,1	62,5	18,8	43,8	444,4	208,7	16495,0
2032	61,3	60,8	18,2	42,6	481,8	226,3	17389,7
2033	59,7	59,2	17,7	41,4	522,2	245,3	18337,1
2034	58,0	57,6	17,3	40,3	566,1	265,9	19340,6
2035	56,5	56,0	16,8	39,2	613,7	288,2	20403,6
2036	55,0	54,5	16,4	38,2	665,2	312,4	21529,9
2037	53,5	53,1	15,9	37,2	721,1	338,7	22723,5
2038	52,1	51,7	15,5	36,2	781,7	367,1	23990,2
2039	50,8	50,3	15,1	35,2	847,3	397,9	25318,8
2040	49,4	49,0	14,7	34,3	918,5	431,4	26728,5
2041	48,2	47,8	14,3	33,4	995,6	467,6	28224,2
2042	46,9	46,5	14,0	32,6	1079,3	506,9	29811,4
2043	45,7	45,4	13,6	31,8	1169,9	549,5	31495,9
2044	44,6	44,2	13,3	31,0	1268,2	595,6	33284,1
2045	43,5	43,1	12,9	30,2	1374,7	645,6	35182,5
2046	42,4	42,1	12,6	29,4	1490,2	699,9	37198,3
2047	41,4	41,0	12,3	28,7	1615,4	758,7	39339,1
2048	40,4	40,1	12,0	28,0	1751,1	822,4	41624,9
2049	39,4	39,1	11,7	27,4	1898,2	891,5	44055,6
2050	38,5	38,2	11,5	26,7	2057,6	966,4	46625,8
2051	37,6	37,3	11,2	26,1	2230,5	1047,5	49357,2
2052	36,7	36,4	10,9	25,5	2417,8	1135,5	52260,4
2053	35,9	35,6	10,7	24,9	2620,9	1230,9	55346,5
2054	35,1	34,8	10,4	24,3	2841,1	1334,3	58627,7
2055	34,3	34,0	10,2	23,8	3079,7	1446,4	62116,7
2056	33,5	33,2	10,0	23,3	3338,4	1567,9	65839,9
2057	32,8	32,5	9,7	22,7	3618,9	1699,6	69803,8
2058	32,1	31,8	9,5	22,3	3922,8	1842,4	74020,9
2059	31,4	31,1	9,3	21,8	4252,4	1997,1	78501,0
2060	30,7	30,4	9,1	21,3	4609,6	2164,9	83269,2
2061	30,0	29,8	8,9	20,9	4996,8	2346,7	88345,3
2062	29,4	29,2	8,7	20,4	5416,5	2543,8	93749,2
2063	28,8	28,6	8,6	20,0	5871,5	2757,5	99505,0
2064	26,4	26,2	7,9	18,3	6364,7	2989,2	98978,7
2065	25,9	25,6	7,7	18,0	6899,3	3240,2	105018,3
2066	25,3	25,1	7,5	17,6	7478,8	3512,4	111447,9
2067	24,8	24,6	7,4	17,2	8107,1	3807,5	118322,0
2068	24,3	24,1	7,2	16,9	8788,1	4127,3	125640,1
2069	23,8	23,6	7,1	16,5	9526,3	4474,0	133432,0
2070	23,3	23,1	6,9	16,2	10326,5	4849,8	141729,4

Продолжение таблицы 4.2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
2071	22,9	22,7	6,8	15,9	11193,9	5257,2	150574,9
2072	22,4	22,2	6,7	15,6	12134,2	5698,8	159998,4
2073	22,0	21,8	6,5	15,2	13153,4	6177,5	170037,8
2074	21,5	21,4	6,4	14,9	14258,3	6696,4	180734,9
2075	21,1	20,9	6,3	14,7	15456,0	7258,9	192133,9
2076	20,7	20,5	6,2	14,4	16754,3	7868,6	204249,4
2077	20,3	20,1	6,0	14,1	18161,7	8529,6	217162,2
2078	19,9	19,8	5,9	13,8	19687,3	9246,1	230926,6
2079	19,6	19,4	5,8	13,6	21341,0	10022,8	245600,6
2080	19,2	19,0	5,7	13,3	23133,7	10864,7	261246,3
2081	18,8	18,7	5,6	13,1	25076,9	11777,3	277930,0
2082	18,5	18,3	5,5	12,8	27183,4	12766,6	295722,8
2083	18,1	18,0	5,4	12,6	29466,8	13839,0	314700,7
2084	17,8	17,7	5,3	12,4	31942,0	15001,5	334945,1
2085	17,5	17,3	5,2	12,1	34625,1	16261,6	356542,9
2086	17,2	17,0	5,1	11,9	37533,6	17627,6	379587,3
2087	16,9	16,7	5,0	11,7	40686,4	19108,3	404172,9
2088	16,6	16,4	4,9	11,5	44104,1	20713,4	430411,2
2089	16,3	16,2	4,8	11,3	47808,8	22453,3	458390,9
2090	14,1	14,0	4,2	9,8	51824,8	24339,4	430689,0
2091	13,9	13,8	4,1	9,7	56178,0	26383,9	460265,6
2092	13,8	13,7	4,1	9,6	60897,0	28600,1	494440,1
2093	13,6	13,5	4,0	9,4	66012,4	31002,6	528427,4
2094	13,4	13,3	4,0	9,3	71557,4	33606,8	564737,3
2095	12,6	12,5	3,7	8,7	77568,2	36429,7	574709,5
2096	12,4	12,3	3,7	8,6	84083,9	39489,8	615087,4
2097	12,3	12,2	3,7	8,5	91147,0	42807,0	658329,3
2098	12,1	12,0	3,6	8,4	98803,3	46402,8	704640,2
2099	12,0	11,9	3,6	8,3	107102,8	50300,6	754240,4
2100	11,8	11,7	3,5	8,2	116099,5	54525,9	807365,8
2101	11,7	11,6	3,5	8,1	125851,8	59106,0	864269,9
2102	11,5	11,4	3,4	8,0	136423,4	64070,9	925224,0
2103	11,4	11,3	3,4	7,9	147882,9	69452,9	990519,7
2104	11,2	11,1	3,3	7,8	160305,1	75286,9	1060469,4
2105	11,1	11,0	3,3	7,7	173770,7	81611,0	1135408,5
2106	11,0	10,9	3,3	7,6	188367,5	88466,4	1214913,8
2107	10,8	10,7	3,2	7,5	204190,3	95897,5	1300026,4
2108	10,7	10,6	3,2	7,4	221342,3	103952,9	1391145,0
2109	10,5	10,5	3,1	7,3	239935,1	112685,0	1488696,7
2110	10,4	10,3	3,1	7,2	260089,6	122150,5	1593139,2
2111	10,3	10,2	3,1	7,1	281937,1	132411,2	1704963,1
2112	10,1	10,1	3,0	7,0	305619,9	143533,7	1824694,1
2113	10,0	9,9	3,0	7,0	331291,9	155590,5	1952895,8
2114	9,9	9,8	2,9	6,9	359120,5	168660,1	2090172,2
2115	9,8	9,7	2,9	6,8	389286,6	182827,6	2237170,8
2116	9,6	9,6	2,9	6,7	421986,6	198185,1	2394585,6
2117	9,5	9,4	2,8	6,6	457433,5	214832,6	2563160,8
2118	9,4	9,3	2,8	6,5	495857,9	232878,6	2743693,7
2119	9,3	9,2	2,8	6,4	537510,0	252440,4	2937039,7
2120	9,2	9,1	2,7	6,4	582660,8	273645,4	3145591,2

Продолжение таблицы 4.2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
2121	9,1	9,0	2,7	6,3	631604,4	296631,6	3369094,6
2122	9,0	8,9	2,7	6,2	684659,1	321548,6	3608632,9
2123	8,8	8,8	2,6	6,1	742170,5	348558,7	3865368,3
2124	8,7	8,7	2,6	6,1	804512,8	377837,6	4140548,2
2125	8,6	8,6	2,6	6,0	872091,9	409576,0	4435823,5
2126	8,5	8,5	2,5	5,9	945347,6	443980,4	4752360,6
2127	8,4	8,4	2,5	5,9	1024756,8	481274,7	5091706,4
2128	8,3	8,3	2,5	5,8	1110836,4	521701,8	5455521,3
2129	8,2	8,2	2,5	5,7	1204146,6	565524,8	5845587,7
2130	8,2	8,1	2,4	5,7	1305294,9	613028,9	6264630,5
2131	8,1	8,0	2,4	5,6	1414939,7	664523,3	6714026,8
2132	8,0	7,9	2,4	5,5	1533794,6	720343,2	7195999,2
2133	7,9	7,8	2,3	5,5	1662633,4	780852,1	7712935,2
2134	7,8	7,7	2,3	5,4	1802294,6	846443,6	8267398,9
2135	7,7	7,6	2,3	5,3	1953687,3	917544,9	8862144,8
2136	7,6	7,6	2,3	5,3	2117797,1	994618,7	9500131,6
2137	7,5	7,5	2,2	5,2	2295692,0	1078166,7	10184538,1
2138	7,5	7,4	2,2	5,2	2488530,2	1168732,7	10918779,1
2139	7,4	7,3	2,2	5,1	2697566,7	1266906,2	11706523,6
2140	7,3	7,2	2,2	5,1	2924162,3	1373326,3	12551713,6
2141	7,2	7,2	2,1	5,0	3169791,9	1488685,7	13458585,1
2142	7,1	7,1	2,1	5,0	3436054,5	1613735,3	14431689,6
2143	7,1	7,0	2,1	4,9	3724683,0	1749289,1	15475450,9
2144	7,0	6,9	2,1	4,8	4037556,4	1896229,4	16595513,2
2145	6,9	6,9	2,1	4,8	4376711,2	2055512,6	17797515,6
2146	6,8	6,8	2,0	4,7	4744354,9	2228175,7	19088487,1
2147	2,6	2,5	0,8	1,8	5142880,7	2415342,5	7772459,5
2148	2,5	2,5	0,8	1,8	5574882,7	2618231,2	8332667,3
2149	2,5	2,5	0,7	1,7	6043172,8	2838162,7	8933252,6
2150	2,5	2,5	0,7	1,7	6550799,3	3076568,3	9567442,1
2151	2,5	2,4	0,7	1,7	7101066,5	3335000,1	10246653,9
2152	2,4	2,4	0,7	1,7	7697556,1	3615140,1	10974084,4
2153	2,4	2,4	0,7	1,7	8344150,8	3918811,8	11784085,9
2154	2,4	2,4	0,7	1,7	9045059,4	4247992,0	12657706,2
2155	2,4	2,3	0,7	1,6	9804844,4	4604823,4	13597465,0
Итого приб.период 2024-2155	**3064,3**	**3038,7**	**911,6**	**2127,1**			**381016062,9**
Итого расчет. период 2024-2155	**3064,3**	**3038,7**	**911,6**	**2127,1**			**381016062,9**

Таблица 4.2.3.4 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2

Года	Расчет дохода от продажи нефти						Общий доход предприятия (без НДС)
	Объем добычи нефти	Объем продажи, тыс.т			Цена реализации нефти АО «Тургай-Петролеум»		
		Всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.тенге/т	тыс.тенге/т	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	170,7	169,8	50,9	118,8	271,43	106,00	25069,7
2025	151,5	150,7	45,2	105,5	271,43	106,00	22251,3
2026	134,0	133,2	40,0	93,2	271,43	106,00	19670,6
2027	118,4	117,7	35,3	82,4	271,43	106,00	17384,8
2028	105,6	105,0	31,5	73,5	271,43	106,00	15508,0
2029	92,8	92,2	27,7	64,6	271,43	106,00	13622,0
2030	82,8	82,4	24,7	57,7	271,43	106,00	12165,3
2031	81,7	81,3	24,4	56,9	294,22	114,90	13010,8
2032	80,6	80,2	24,1	56,1	318,94	124,56	13915,5
2033	79,6	79,1	23,7	55,4	345,73	135,02	14883,7
2034	78,5	78,1	23,4	54,7	374,77	146,36	15919,8
2035	77,5	77,0	23,1	53,9	406,25	158,65	17030,5
2036	76,5	76,0	22,8	53,2	440,38	171,98	18219,4
2037	75,5	75,0	22,5	52,5	477,37	186,43	19492,0
2038	74,5	74,1	22,2	51,8	517,47	202,09	20854,3
2039	73,5	73,1	21,9	51,2	560,94	219,06	22312,7
2040	72,6	72,2	21,6	50,5	608,05	237,46	23874,0
2041	71,6	71,2	21,4	49,9	659,13	257,41	25545,5
2042	70,7	70,3	21,1	49,2	714,50	279,03	27335,1
2043	69,8	69,4	20,8	48,6	774,52	302,47	29251,2
2044	68,9	68,5	20,6	48,0	839,58	327,88	31306,5
2045	68,1	67,7	20,3	47,4	910,10	355,42	33507,7
2046	67,2	66,8	20,0	46,8	986,55	385,28	35865,1
2047	66,4	66,0	19,8	46,2	1069,42	417,64	38389,9
2048	65,5	65,2	19,5	45,6	1159,25	452,72	41094,2
2049	64,7	64,3	19,3	45,0	1256,63	490,75	43990,8
2050	63,9	63,5	19,1	44,5	1362,18	531,98	47093,4
2051	63,1	62,8	18,8	43,9	1476,61	576,66	50417,0
2052	62,3	62,0	18,6	43,4	1600,64	625,10	53977,4
2053	61,7	61,3	18,4	42,9	1735,10	677,61	57893,9
2054	61,0	60,7	18,2	42,5	1880,84	734,53	62095,9
2055	60,4	60,0	18,0	42,0	2038,83	796,23	66604,1
2056	59,7	59,4	17,8	41,6	2210,10	863,11	71441,0
2057	59,1	58,8	17,6	41,2	2395,74	935,61	76630,7
2058	58,5	58,2	17,5	40,7	2596,99	1014,21	82199,0
2059	57,9	57,6	17,3	40,3	2815,13	1099,40	88173,7
2060	57,2	56,9	17,1	39,9	3051,60	1191,75	94519,9
2061	56,6	56,3	16,9	39,4	3307,94	1291,85	101325,6
2062	56,0	55,7	16,7	39,0	3585,81	1400,37	108624,3
2063	55,4	55,1	16,5	38,5	3887,01	1518,00	116451,9
2064	54,8	54,5	16,3	38,1	4213,52	1645,51	124847,2
2065	54,2	53,9	16,2	37,7	4567,46	1783,74	133851,3
2066	53,6	53,3	16,0	37,3	4951,13	1933,57	143508,9
2067	53,0	52,7	15,8	36,9	5367,02	2095,99	153867,5
2068	52,4	52,1	15,6	36,5	5817,85	2272,05	164978,5
2069	51,8	51,6	15,5	36,1	6306,55	2462,91	176896,8
2070	51,3	51,0	15,3	35,7	6836,30	2669,79	189681,4

Продолжение таблицы 4.2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
2071	50,7	50,4	15,1	35,3	7410,55	2894,05	203395,8
2072	50,2	49,9	15,0	34,9	8033,04	3137,15	218107,8
2073	49,6	49,4	14,8	34,6	8707,81	3400,67	233890,7
2074	49,1	48,8	14,7	34,2	9439,27	3686,33	250822,8
2075	48,6	48,3	14,5	33,8	10232,17	3995,98	268988,4
2076	48,1	47,8	14,3	33,5	11091,67	4331,64	288477,9
2077	47,6	47,3	14,2	33,1	12023,37	4695,50	309388,3
2078	47,1	46,8	14,0	32,8	13033,33	5089,93	331823,9
2079	46,6	46,3	13,9	32,4	14128,13	5517,48	355896,8
2080	46,1	45,8	13,7	32,1	15314,89	5980,95	381727,1
2081	45,6	45,3	13,6	31,7	16601,34	6483,35	409444,0
2082	45,1	44,9	13,5	31,4	17995,86	7027,95	439186,1
2083	44,6	44,4	13,3	31,1	19507,51	7618,30	471102,5
2084	44,1	43,9	13,2	30,7	21146,14	8258,23	504907,0
2085	43,6	43,4	13,0	30,4	22922,41	8951,92	541160,4
2086	43,1	42,9	12,9	30,0	24847,90	9703,89	579996,4
2087	30,7	30,5	9,2	21,4	26935,12	10519,01	447085,4
2088	30,4	30,3	9,1	21,2	29197,67	11402,61	480929,1
2089	30,2	30,0	9,0	21,0	31650,28	12360,43	517342,9
2090	30,0	29,8	8,9	20,9	34308,90	13398,70	556522,6
2091	29,8	29,6	8,9	20,7	37190,85	14524,20	598679,1
2092	29,5	29,4	8,8	20,6	40314,88	15744,23	644039,2
2093	29,3	29,1	8,7	20,4	43701,33	17066,74	692847,3
2094	29,1	28,9	8,7	20,2	47372,24	18500,35	745366,3
2095	28,9	28,7	8,6	20,1	51351,51	20054,38	801879,4
2096	28,6	28,5	8,5	19,9	55665,03	21738,95	862691,3
2097	28,4	28,3	8,5	19,8	60340,90	23565,02	928130,2
2098	28,2	28,1	8,4	19,6	65409,53	25544,48	998516,0
2099	28,0	27,8	8,4	19,5	70903,93	27690,22	1074257,6
2100	27,8	27,6	8,3	19,3	76859,86	30016,19	1155763,9
2101	27,6	27,4	8,2	19,2	83316,09	32537,55	1243475,3
2102	27,4	27,2	8,2	19,1	90314,64	35270,71	1337843,9
2103	27,2	27,0	8,1	18,9	97901,07	38233,45	1439398,8
2104	27,0	26,8	8,0	18,8	106124,76	41445,06	1548675,2
2105	26,3	26,2	7,9	18,3	115039,24	44926,44	1639806,3
2106	26,2	26,0	7,8	18,2	124702,54	48700,26	1764535,2
2107	26,0	25,8	7,7	18,1	135177,55	52791,09	1898783,9
2108	25,8	25,6	7,7	17,9	146532,47	57225,54	2043281,8
2109	25,6	25,4	7,6	17,8	158841,19	62032,48	2198814,0
2110	25,4	25,3	7,6	17,7	172183,85	67243,21	2366226,2
2111	25,2	25,1	7,5	17,6	186647,30	72891,64	2546429,2
2112	25,0	24,9	7,5	17,4	202325,67	79014,54	2740403,7
2113	24,9	24,7	7,4	17,3	219321,03	85651,76	2949206,0
2114	24,7	24,5	7,4	17,2	237743,99	92846,51	3173973,6
2115	24,5	24,4	7,3	17,1	257714,49	100645,61	3415931,8
2116	24,3	24,2	7,3	16,9	279362,50	109099,85	3676400,1
2117	24,2	24,0	7,2	16,8	302828,96	118264,23	3956799,8
2118	24,0	23,8	7,2	16,7	328266,59	128198,43	4258661,6
2119	23,8	23,7	7,1	16,6	355840,98	138967,10	4583634,3
2120	23,6	23,5	7,1	16,5	385731,62	150640,33	4933493,8

Продолжение таблицы 4.2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
2121	23,5	23,3	7,0	16,3	418133,08	163294,12	5310153,0
2122	23,3	23,2	7,0	16,2	453256,26	177010,83	5715672,5
2123	23,1	23,0	6,9	16,1	491329,78	191879,74	6152271,7
2124	23,0	22,8	6,9	16,0	532601,49	207997,63	6621232,1
2125	22,8	22,7	6,8	15,9	577340,01	225469,43	7126055,2
2126	22,5	22,4	6,7	15,7	625836,57	244408,87	7618240,9
2127	22,2	22,1	6,6	15,4	678406,84	264939,21	8145061,0
2128	21,8	21,7	6,5	15,2	735393,02	287194,10	8680080,7
2129	21,5	21,3	6,4	14,9	797166,03	311318,41	9251438,1
2130	21,1	21,0	6,3	14,7	864127,98	337469,16	9861686,6
2131	20,7	20,6	6,2	14,4	936714,73	365816,57	10513564,6
2132	20,4	20,3	6,1	14,2	1015398,77	396545,16	11205607,3
2133	7,4	7,4	2,2	5,2	1100692,26	429854,95	4410913,1
2134	7,2	7,2	2,2	5,0	1193150,41	465962,77	4661894,1
2135	7,0	7,0	2,1	4,9	1293375,05	505103,64	4927155,9
2136	6,9	6,8	2,0	4,8	1402018,55	547532,34	5207511,0
2137	6,7	6,7	2,0	4,7	1519788,11	593525,06	5515108,3
2138	6,5	6,5	1,9	4,5	1647450,31	643381,17	5825677,7
Итого приб.период 2024-2138	**5418,1**	**5387,7**	**1616,3**	**3771,4**			**199534014,5**
Итого расчет. период 2024-2138	**5418,1**	**5387,7**	**1616,3**	**3771,4**			**199534014,5**

Результаты расчетов расходов, относимых на себестоимость продукции, приведены в таблицах 4.2.3.5; 4.2.3.6 – в целом по месторождению; 4.2.3.7 – для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз»; 4.2.3.8 – для АО «Тургай-Петролеум».

Расходы периода включают:

- общеадминистративные расходы;
- оплату труда административно-управленческого персонала;
- затраты на персонал;
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- амортизация нематериальных активов и исторических затрат;
- затраты на страхование;
- расходы по содержанию ОС, аренде и прочее;
- социально-экономическое развитие региона и его инфраструктуры;
- прочие затраты;
- расходы по реализации;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепроизводственного характера, за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли;

Таблица 4.2.3.5 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции															Налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции			Итого налоги и платежи, включа-емые в себе-стоимость продукции	Итого расходы, относимые на себе-стоимость продукции	Производст-венная себестоимость 1 тонны нефти
	Затраты на хим-реагенты	Затраты производст-венного характера	Услуги производст-венного характера, выполненные сторонними организациями	Затраты на электро-энергию	ФОТ ППП	Амортизацион-ные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Ремонт скважин	Затраты условно-постоянные, зависимые от фонда скважин	Затраты на персонал	Затраты на страхование	Экологичес-кие расходы	Транспорти-ровка и подготовка нефти	Операцион-ные затраты по ГУП	Затраты на НИОКР	Прочие производ-ственные расходы	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	тыс. тенге/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2024	171,29	4 083,80	4 610,09	1 887,48	4 560,11	187,88	406,30	171,54	241,61	420,81	72,79	2,71	256,00	249,42	420,39	187,72	460,59	653,97	1 302,28	19 044,49	72,07
2025	154,71	4 045,59	4 747,47	1 950,35	4 356,74	164,57	420,80	177,65	204,77	234,89	69,86	2,61	266,17	189,09	427,94	223,89	479,23	641,07	1 344,18	18 757,41	81,76
2026	157,34	4 233,83	4 888,95	2 027,24	4 270,70	145,43	447,02	188,73	217,64	244,63	68,12	2,55	276,39	169,19	442,54	200,25	472,24	622,17	1 294,66	19 074,95	94,67
2027	154,76	4 364,52	5 034,64	2 098,71	4 223,88	128,38	481,27	203,19	232,42	257,34	66,82	2,50	286,31	172,98	455,73	179,96	450,25	621,78	1 251,99	19 415,44	109,45
2028	166,09	4 687,70	5 184,67	2 197,98	4 161,53	116,60	518,13	218,75	246,34	271,02	70,24	2,63	298,76	176,66	474,79	164,78	439,25	622,40	1 226,43	20 018,32	124,99
2029	165,64	4 827,40	5 339,17	2 263,48	3 985,81	106,43	533,57	233,85	253,37	274,67	74,27	2,78	307,66	182,74	488,94	152,83	413,90	621,70	1 188,43	20 228,21	138,75
2030	165,19	4 971,25	5 498,28	2 330,94	3 826,07	98,38	549,47	248,18	260,61	284,99	78,59	2,95	316,83	185,08	503,51	144,46	485,15	1 008,03	1 637,63	20 957,94	155,91
2031	164,74	5 119,40	5 662,13	2 400,40	3 674,05	96,59	565,84	269,02	268,06	295,95	82,94	3,11	326,27	187,72	518,52	153,35	465,87	1 007,28	1 626,50	21 261,22	161,18
2032	164,29	5 271,96	5 830,86	2 471,93	3 521,52	94,80	582,70	291,62	275,72	307,57	87,58	3,28	335,99	190,68	533,97	162,84	446,53	1 005,98	1 615,36	21 579,84	166,67
2033	163,84	5 429,06	6 004,62	2 545,59	3 383,58	93,08	600,07	313,86	283,61	319,93	92,51	3,46	346,00	193,79	549,88	173,00	429,04	1 004,73	1 606,77	21 929,64	172,51
2034	163,40	5 590,85	6 183,56	2 621,45	3 259,82	91,55	617,95	332,88	291,72	333,06	97,73	3,65	356,31	197,17	566,27	183,85	413,35	1 005,03	1 602,22	22 309,59	178,72
2035	162,95	5 757,45	6 367,83	2 699,57	3 142,09	89,99	636,37	360,84	300,07	347,04	103,23	3,86	366,93	200,79	583,14	195,44	398,42	1 004,68	1 598,54	22 720,70	185,31
2036	162,51	5 929,02	6 557,59	2 780,02	3 030,02	88,39	655,33	391,15	308,67	361,92	108,98	4,07	377,87	204,71	600,52	207,77	384,21	1 003,48	1 595,46	23 156,23	192,29
2037	162,07	6 105,71	6 753,01	2 862,86	2 931,05	87,11	674,86	420,89	317,51	377,79	115,02	4,30	389,13	208,85	618,41	220,92	371,66	1 006,09	1 598,67	23 627,23	199,77
2038	161,63	6 287,66	6 954,25	2 948,18	2 829,31	85,55	694,97	456,25	326,61	394,71	121,38	4,53	400,72	213,27	636,84	234,94	358,76	1 004,95	1 598,65	24 114,51	207,60
2039	161,19	6 475,03	7 161,48	3 036,03	2 716,74	84,45	715,68	479,92	335,97	412,77	128,13	4,79	412,67	217,86	655,82	249,90	344,48	1 008,57	1 602,95	24 601,49	215,59
2040	160,75	6 667,99	7 374,90	3 126,51	2 631,90	83,09	737,01	516,26	345,61	432,07	135,28	5,05	424,96	222,40	675,37	265,92	333,73	1 008,75	1 608,39	25 147,52	224,30
2041	160,31	6 866,69	7 594,67	3 219,68	2 543,45	81,79	758,97	555,32	355,52	452,69	142,88	5,34	437,63	227,49	695,49	283,05	322,51	1 009,12	1 614,68	25 712,60	233,35
2042	159,88	7 071,32	7 820,99	3 315,62	2 474,45	80,40	781,59	601,97	365,73	474,75	150,93	5,64	450,67	232,75	716,22	301,37	313,76	1 008,07	1 623,20	26 326,08	243,06
2043	159,44	7 282,05	8 054,05	3 414,43	2 378,05	79,45	804,88	652,53	376,23	498,36	159,46	5,95	464,10	238,44	737,56	320,91	301,54	1 011,78	1 634,23	26 939,21	253,00
2044	159,01	7 499,05	8 294,06	3 516,18	2 277,32	78,17	828,86	696,38	387,03	523,65	168,50	6,29	477,93	244,09	759,54	341,83	288,76	1 011,20	1 641,80	27 557,86	263,20
2045	158,58	7 722,52	8 541,23	3 620,96	2 195,38	77,07	853,56	742,99	398,15	550,74	178,10	6,65	492,17	249,80	782,17	364,22	278,37	1 012,34	1 654,93	28 225,00	274,09
2046	158,14	7 952,65	8 795,76	3 728,86	2 124,27	76,18	879,00	805,40	409,59	579,79	188,29	7,03	506,84	255,91	805,48	388,18	269,36	1 015,56	1 673,10	28 946,29	285,75
2047	157,71	8 189,64	9 057,87	3 839,98	2 040,48	75,01	905,19	866,07	421,37	610,95	199,09	7,43	521,94	262,49	829,49	413,80	258,73	1 015,19	1 687,73	29 672,45	297,72
2048	157,28	8 433,70	9 327,79	3 954,42	1 982,70	73,85	932,17	931,24	433,49	644,40	210,57	7,86	537,49	269,12	854,20	441,24	251,41	1 014,63	1 707,27	30 457,56	310,55
2049	156,86	8 685,02	9 605,76	4 072,26	1 919,68	73,02	959,95	1 001,26	445,96	680,32	222,74	8,31	553,51	276,26	879,66	470,58	243,42	1 019,10	1 733,10	31 273,66	324,00
2050	156,43	8 943,83	9 892,01	4 193,61	1 851,28	72,96	988,55	1 085,37	458,80	718,91	235,82	8,80	570,01	283,61	905,87	502,08	234,74	1 031,93	1 768,75	32 134,61	338,11
2051	156,00	9 210,36	10 186,80	4 318,58	1 808,42	71,85	1 018,01	1 166,89	472,01	760,39	249,51	9,30	586,99	291,28	932,87	535,68	229,31	1 031,20	1 796,19	33 035,45	353,08
2052	155,58	9 484,83	10 490,36	4 447,27	1 759,90	71,06	1 048,35	1 244,01	485,60	805,00	264,05	9,84	604,49	299,38	960,67	571,64	223,16	1 034,18	1 828,98	33 959,37	368,62
2053	155,16	9 767,48	10 802,98	4 579,80	1 721,13	70,29	1 079,59	1 348,50	499,59	852,98	279,51	10,42	622,50	307,62	989,30	610,17	218,24	1 036,96	1 865,37	34 952,21	385,26
2054	154,74	10 058,55	11 124,90	4 716,28	1 684,22	70,21	1 111,76	1 461,78	513,99	904,63	295,80	11,02	641,05	316,47	1 018,78	652,12	213,56	1 047,41	1 913,08	35 997,25	402,46
2055	154,31	10 358,29	11 456,43	4 856,83	1 656,83	69,25	1 144,89	1 584,57	528,81	960,24	313,24	11,67	660,15	325,67	1 049,14	697,14	210,09	1 046,52	1 953,74	37 084,04	420,48
2056	153,89	10 666,97	11 797,83	5 001,56	1 615,54	68,38	1 179,01	1 688,80	544,05	1 020,13	331,78	12,35	679,82	335,31	1 080,40	745,37	204,85	1 046,72	1 996,94	38 172,77	438,89
2057	153,48	10 984,84	12 149,40	5 150,61	1 583,56	67,48	1 214,14	1 830,66	559,75	1 084,65	351,49	13,08	700,08	344,89	1 112,60	797,11	200,80	1 046,08	2 043,99	39 344,71	458,62
2058	153,06	11 312,19	12 511,46	5 304,09	1 545,27	67,03	1 250,33	1 967,48	575,90	1 154,20	372,35	13,85	720,95	355,20	1 145,75	852,55	195,94	1 051,04	2 099,53	40 548,63	479,12
2059	152,64	11 649,30	12 884,30	5 462,16	1 516,11	66,21	1 287,59	2 114,36	592,53	1 229,18	394,53	14,67	742,43	365,67	1 179,90	912,01	192,24	1 050,94	2 155,19	41 806,75	500,66
2060	152,23	11 996,44	13 268,25	5 624,93	1 480,47	66,69	1 325,96	2 272,03	609,63	1 310,04	418,01	15,54	764,55	376,62	1 215,06	975,73	187,72	1 074,88	2 238,34	43 134,80	523,49
2061	151,81	12 353,94	13 663,64	5 792,55	1 453,80	66,20	1 365,47	2 419,68	627,24	1 397,27	443,03	16,47	787,34	387,92	1 251,27	1 044,11	184,34	1 081,75	2 310,20	44 487,83	547,05
2062	151,40	12 722,09	14 070,82	5 965,17	1 428,27	65,95	1 406,16	2 599,51	645,37	1 491,39	469,64	17,46	810,80	399,49	1 288,55	1 117,46	181,10	1 089,00	2 387,57	45 919,64	572,04
2063	150,99	13 101,20	14 490,13	6 142,93	1 396,03	65,16	1 448,06	2 817,87	664,02	1 592,98	497,85	18,50	834,96	411,72	1 326,95	1 196,09	177,02	1 088,64	2 461,75	47 421,10	598,42
2064	150,58	13 491,62	14 921,94	6 325,99	1 372,57	64,43	1 491,22	3 054,57	683,21	1 702,66	527,86	19,62	859,85	424,57	1 366,49	1 280,47	174,04	1 089,02	2 543,54	49 000,70	626,31
2065	150,17	13 893,67	15 366,61	6 514,51	1 350,04	63,71	1 535,65	3 191,83	702,97	1 821,08	559,82	20,80	885,47	438,02	1 407,22	1 370,96	171,19	1 089,90	2 632,05	50 533,63	654,12
2066	149,76	14 307,70	15 824,53	6 708,64	1 336,17	62,92	1 581,42	3 459,95	723,31	1 948,99	593,84	22,06	911,86	450,83	1 449,15	1 468,14	169,43	1 088,95	2 726,51	52 257,64	684,95
2067	149,35	14 734,07	16 296,11	6 908,55	1 326,23	60,97	1 628,54	3 610,37	747,36	2 108,45	591,44	21,96	939,03	465,37	1 492,34	1 549,26	168,17	1 089,30	2 806,73	53 886,88	730,19

Продолжение таблицы 4.2.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2068	148,95	15 173,15	16 781,73	7 114,43	1 316,31	60,27	1 677,07	3 913,64	772,32	2 281,00	627,36	23,29	967,01	479,15	1 536,81	1 659,64	166,91	1 088,86	2 915,40	55 787,87	765,22
2069	148,54	15 625,31	17 281,83	7 326,44	1 314,18	59,58	1 727,05	4 242,39	798,21	2 467,70	665,59	24,70	995,83	494,85	1 582,60	1 778,13	166,64	1 088,46	3 033,23	57 788,03	802,28
2070	148,14	16 090,94	17 796,82	7 544,77	1 288,76	59,03	1 778,52	4 509,46	825,09	2 669,72	706,29	26,21	1 025,50	511,27	1 629,77	1 905,27	163,41	1 090,33	3 159,01	59 769,29	839,75
2071	147,73	16 570,45	18 327,17	7 769,60	1 278,90	58,42	1 831,52	4 839,85	853,00	2 888,34	750,37	27,84	1 056,06	527,23	1 678,33	2 042,22	162,16	1 090,64	3 295,02	61 899,84	879,79
2072	147,33	17 064,25	18 873,32	8 001,14	1 269,07	59,10	1 886,10	5 036,54	881,98	3 124,90	797,32	29,57	1 087,54	544,39	1 728,35	2 189,20	160,92	1 110,18	3 460,29	63 991,18	919,98
2073	146,93	17 572,76	19 435,74	8 239,57	1 251,48	58,58	1 942,30	5 345,87	912,08	3 380,89	847,24	31,43	1 119,94	560,64	1 779,85	2 347,06	158,69	1 112,10	3 617,84	66 243,17	963,20
2074	146,53	18 096,43	20 014,93	8 485,11	1 233,92	58,09	2 000,18	5 671,63	943,36	3 657,91	900,43	33,40	1 153,32	578,37	1 832,89	2 516,58	156,46	1 114,27	3 787,30	68 593,79	1 008,64
2075	146,13	18 635,71	20 611,37	8 737,97	1 224,14	57,57	2 059,79	6 148,04	975,88	3 957,68	957,10	35,50	1 187,69	596,70	1 887,51	2 698,70	155,22	1 115,05	3 968,97	71 187,74	1 058,50
2076	145,74	19 191,05	21 225,59	8 998,36	1 206,62	57,06	2 121,17	6 664,48	1 009,68	4 282,09	1 017,49	37,74	1 223,08	617,07	1 943,76	2 894,31	153,00	1 115,97	4 163,28	73 904,26	1 111,08
2077	145,34	19 762,94	21 858,12	9 266,51	1 189,11	56,66	2 184,38	7 067,25	1 044,84	4 633,17	1 082,99	40,16	1 259,53	638,24	2 001,68	3 104,93	150,78	1 119,00	4 374,71	76 605,62	1 164,07
2078	144,94	20 351,88	22 509,49	9 542,65	1 179,39	56,17	2 249,47	7 575,77	1 081,41	5 013,10	1 152,84	42,74	1 297,06	658,77	2 061,33	3 331,23	149,55	1 120,25	4 601,03	79 518,05	1 221,22
2079	144,55	20 958,37	23 180,27	9 827,02	1 154,16	55,88	2 316,51	8 027,60	1 119,48	5 424,27	1 227,32	45,49	1 335,71	680,92	2 122,76	3 574,28	146,35	1 125,11	4 845,74	82 466,04	1 279,91
2080	144,16	21 582,92	23 871,04	10 119,87	1 144,48	55,53	2 385,54	8 301,83	1 159,10	5 869,25	1 306,75	48,42	1 375,52	702,88	2 186,02	3 835,32	145,12	1 130,45	5 110,89	85 364,20	1 338,82
2081	143,76	22 226,10	24 582,40	10 421,44	1 134,82	55,25	2 456,63	8 673,91	1 200,37	6 350,83	1 391,35	51,54	1 416,51	723,74	2 251,16	4 115,73	143,90	1 136,32	5 395,95	88 475,77	1 402,15
2082	143,37	22 888,43	25 314,95	10 732,00	1 117,42	55,07	2 529,84	9 402,52	1 243,35	6 872,03	1 481,60	54,87	1 458,72	746,14	2 318,25	4 417,19	141,69	1 141,30	5 700,17	92 058,73	1 474,09
2083	142,98	23 570,51	26 069,34	11 051,81	1 107,80	57,14	2 605,23	10 192,33	1 288,14	7 436,11	1 577,88	58,43	1 502,19	772,59	2 387,33	4 741,13	140,47	1 180,60	6 062,20	95 882,01	1 551,15
2084	142,59	24 272,91	26 846,21	11 381,15	1 098,19	56,69	2 682,86	11 048,48	1 334,84	8 046,60	1 680,61	62,22	1 546,96	800,33	2 458,47	5 089,25	139,25	1 181,45	6 409,95	99 869,07	1 632,19
2085	142,21	24 996,24	27 646,22	11 720,31	1 080,84	59,30	2 762,81	11 976,56	1 383,53	8 707,35	1 790,07	66,25	1 593,06	829,32	2 531,74	5 463,26	137,05	1 229,61	6 829,93	104 115,72	1 718,93
2086	141,82	25 741,13	28 470,08	12 069,58	1 071,27	58,85	2 845,14	12 982,59	1 434,33	9 422,49	1 906,86	70,56	1 640,53	859,59	2 607,18	5 865,25	135,84	1 230,73	7 231,81	108 553,82	1 810,33
2087	141,43	26 508,22	29 318,49	12 429,25	1 069,50	58,43	2 929,93	14 073,12	1 487,34	10 196,51	2 031,42	75,15	1 689,42	891,33	2 684,88	6 297,26	135,61	1 232,02	7 664,89	113 249,30	1 907,62
2088	141,05	27 298,16	30 192,18	12 799,64	1 059,97	58,17	3 017,24	15 255,27	1 542,69	11 034,26	2 164,36	80,05	1 739,76	924,65	2 764,89	6 761,60	134,40	1 235,85	8 131,86	118 204,20	2 010,96
2089	140,67	28 111,65	31 091,91	13 181,07	1 050,46	57,78	3 107,15	16 536,71	1 600,49	11 941,02	2 306,06	85,28	1 791,61	959,49	2 847,28	7 260,62	133,20	1 237,53	8 631,36	123 439,97	2 120,89
2090	140,28	28 949,37	32 018,45	13 573,87	1 048,73	57,57	3 199,75	17 925,79	1 660,87	12 922,48	2 457,84	90,87	1 845,00	996,02	2 932,13	7 793,98	132,98	1 242,21	9 169,17	128 988,19	2 238,83
2091	139,90	29 812,07	32 972,60	13 978,37	1 031,48	57,35	3 295,10	19 431,56	1 723,98	13 984,79	2 614,35	96,62	1 899,98	1 034,43	3 019,51	8 363,66	130,79	1 247,34	9 741,79	134 833,88	2 365,44
2092	139,52	30 700,46	33 955,18	14 394,92	1 029,79	56,74	3 393,29	21 063,81	1 789,98	15 134,65	2 781,10	102,75	1 956,60	1 074,59	3 109,49	8 970,65	130,58	1 246,48	10 347,71	141 030,58	2 501,84
2093	139,14	31 615,34	34 967,04	14 823,89	880,49	55,87	3 494,41	22 833,17	1 859,00	16 379,28	2 959,07	109,29	2 014,90	1 116,93	3 202,15	7 611,15	111,65	1 492,49	9 215,29	145 665,26	3 240,77
2094	138,76	32 557,48	36 009,06	15 265,65	871,06	55,73	3 598,55	24 751,16	1 931,23	17 726,50	3 149,05	116,26	2 074,95	1 159,95	3 297,57	8 198,63	110,45	1 495,48	9 804,56	152 507,50	3 417,74
2095	138,39	33 527,69	37 082,13	15 720,56	861,65	60,39	3 705,78	26 830,25	2 006,85	19 184,79	3 351,53	123,69	2 136,78	1 206,67	3 395,84	8 832,30	109,26	1 604,43	10 545,98	159 878,98	3 608,73
2096	138,01	34 526,81	38 187,18	16 189,03	860,03	60,10	3 816,22	29 084,00	2 086,04	20 763,33	3 574,87	131,92	2 200,46	1 255,90	3 497,04	9 520,59	109,05	1 603,52	11 233,17	167 604,11	3 807,27
2097	137,63	35 555,71	39 325,16	16 671,47	858,42	59,83	3 929,94	31 527,05	2 169,01	22 472,05	3 813,44	140,70	2 266,03	1 307,77	3 601,25	10 263,35	108,85	1 602,62	11 974,82	175 810,28	4 018,90
2098	137,26	36 615,27	40 497,05	17 168,28	856,83	59,55	4 047,05	34 175,32	2 255,97	24 321,72	4 068,15	150,08	2 333,56	1 362,42	3 708,57	11 064,55	108,65	1 601,73	12 774,93	184 532,01	4 244,75
2099	136,89	37 706,41	41 703,86	17 679,89	855,26	59,28	4 167,65	37 046,05	2 347,16	26 323,98	4 340,26	160,09	2 403,10	1 420,05	3 819,08	11 929,22	108,45	1 600,83	13 638,50	193 807,51	4 485,76
2100	136,51	38 830,06	42 946,63	18 206,75	853,70	59,01	4 291,85	40 157,92	2 442,82	28 491,45	4 630,98	170,79	2 474,71	1 480,85	3 932,89	12 862,41	108,25	1 599,94	14 570,60	203 677,53	4 743,12
2101	136,14	39 987,19	44 226,44	18 749,31	852,15	58,75	4 419,75	43 531,18	2 543,21	30 837,79	4 941,57	182,22	2 548,46	1 545,04	4 050,09	13 869,60	108,05	1 599,06	15 576,71	214 186,02	5 018,07
2102	135,77	41 178,81	45 544,39	19 308,04	850,62	58,49	4 551,45	47 187,80	2 648,61	33 377,78	5 273,45	194,44	2 624,40	1 612,85	4 170,78	14 956,55	107,86	1 598,18	16 662,59	225 380,29	5 312,03
2103	135,40	42 405,94	46 901,61	19 883,42	849,11	58,23	4 687,09	51 151,58	2 759,32	36 127,45	5 628,09	207,49	2 702,61	1 684,54	4 295,07	16 129,79	107,67	1 597,30	17 834,76	237 311,72	5 626,45
2104	135,03	43 669,64	48 299,28	20 475,95	847,61	57,98	4 826,76	55 448,31	2 875,65	39 104,14	6 008,58	221,50	2 783,14	1 760,37	4 423,07	17 397,06	107,48	1 596,43	19 100,96	250 037,98	5 962,54
2105	134,67	44 970,99	49 738,60	21 086,13	815,05	58,69	4 970,60	60 105,97	2 997,95	42 326,62	6 415,25	236,47	2 866,08	1 840,64	4 554,87	18 555,66	103,35	1 632,69	20 291,70	263 410,28	6 382,56
2106	134,30	46 311,13	51 220,81	21 714,50	813,58	58,46	5 118,72	65 154,87	3 126,56	45 815,23	6 849,98	252,47	2 951,49	1 925,36	4 690,61	20 017,94	103,16	1 631,81	21 752,91	277 890,98	6 771,11
2107	133,94	47 691,20	52 747,19	22 361,59	812,13	58,43	5 271,26	69 745,03	3 261,88	49 592,00	7 314,71	269,57	3 039,45	2 015,48	4 830,39	21 596,31	102,98	1 641,84	23 341,13	292 485,37	7 166,16
2108	133,57	49 112,40	54 319,06	23 027,97	810,69	58,71	5 428,35	75 603,61	3 404,32	53 680,77	7 816,43	287,97	3 130,02	2 102,22	4 974,33	23 302,91	102,80	1 652,79	25 058,50	308 948,92	7 610,19
2109	133,21	50 575,95	55 937,77	23 714,20	809,26	58,47	5 590,11	81 954,32	3 554,32	58 107,37	8 341,78	307,16	3 223,30	2 202,91	5 122,57	25 138,29	102,61	1 651,91	26 892,81	326 525,51	8 089,39
2110	132,85	52 083,11	57 604,71	24 420,88	807,85	58,24	5 756,70	88 838,48	3 712,33	62 899,76	8 906,29	327,79	3 319,35	2 309,81	5 275,22	27 121,85	102,44	1 651,03	28 875,32	345 328,68	8 602,96
2111	132,48	53 635,19	59 321,33	25 148,63	806,46	58,01	5 928,25	96 300,91	3 878,86	68 088,22	9 518,04	350,17	3 418,27	2 423,38	5 432,42	29 268,91	102,26	1 650,16	31 021,33	365 461,95	9 152,39
2112	132,12	55 233,52	61 089,11	25 898,06	805,08	76,45	6 104,91	66 069,74	4 054,45	73 705,56	9 497,84	346,96	3 520,13	2 544,11	5 594,31	31 139,43	102,08	2 165,94	33 407,45	348 079,79	8 936,51
2113	131,76	56 879,48	62 909,56	26 669,82	803,71	76,20	6 286,83	71 619,60	4 239,66	79 787,29	10 165,51	371,25	3 625,03	2 289,25	5 761,02	33 620,77	101,91	2 164,79	35 887,47	367 503,45	9 478,53
2114	131,41	58 574,48	64 784,27	27 464,58	802,35	75,96	6 474,18	77 635,64	4 435,10	86 371,87	10 868,04	397,25	3 733,06	2 393,74	5 932,70	36 300,19	101,74	2 163,65	38 565,58	388 640,21	10 069,34
2115	131,05	60 320,00	66 714,84	28 283,02	801,01	75,71	6 667,11	84 157,04	4 641,42	93 500,96	11 633,68	425,10	3 844,30	2 504,41	6 109,49	39 196,04	101,57	2 162,51	41 460,12	411 269,26	10 703,83
2116	130,69	62 117,54	68 702,94	29 125,86	799,68	75,46	6 865,79	91 226,23	4 859,31	101 219,65	12 445,62	454,59	3 958,86	2 621,70	6 291,56	42 319,23	101,40	2 161,37	44 582,00	435 477,49	11 386,77
2117	130,34	63 968,64	70 750,29	29 993,81	798,37	75,22	7 070,39	98 889,23	5 089,51	109 576,82	13 319,45	486,33	4 076,84	2 746,09	6 479,05	45 695,92	101,23	2 160,24	47 957,40	461 407,76	12 119,51
2118	129,98	65 874,91	72 858,65	30 887,62	797,07	77,79	7 281,09	90 044,58	5 332,83	118 625,35	13 807,06	507,38	4 198,33	2 878,08	6 672,12	49 117,88	101,07	2 371,04	51 589,99	471 562,82	12 517,09
2119	129,63	67 837,98	75 029,83	31 808,07	795,78	77,52	7 498,07	97 608,32	5 590,10	128 422,56	14 774,06	542,67	4 323,44	2 846,62	6 870,95	53 040,09	100,90	2 369,87	55 510,86	499 666,47	13 322,63
2120	129,28	69 859,55	77 265,72	32 755,95	794,50	77,24	7 721,51	105 807,42	5 862,23	139 030,49	15 809,58	580,46	4 452,27	2 981,12	7 075,70	57 277,62	100,74	2 368,71	59 747,07	529 950,11	14 193,03
2121	128,92	71 941,37	79 568,24	33 732,08	793,24	76,97	7 951,61	114 695,25	6 150,19	150 516,35	16 917,01	620,91	4 584,95	3 123,82	7 286,56	61 855,69	100,58	2 367,55	64 323,82	562 411,30	15 128,94
2122	128,57	74 085,22	81 939,38	34 737,30	791,99	76,69	8 188,57	124 329,65	6 455,02	162 952,92	18 102,95	664,21	4 721,58	3 275,30	7 503,70	66 801,96	100,42	2 366,39	69 268,78	597 221,83	16 135,75
2123	128,22	76 292,96	84 381,17	35 772,47	790,75	76,43	8 432,59	134 773,34	6 777,83	176 419,04	19 373,01	710,57	4 862,29	3 436,22	7 727,31	72 146,17	100,27	2 365,24	74 611,68	634 565,87	17 219,24
2124	127,88	78 566,49	86 895,73	36 838,49	789,53	76,15	8 683,88	146 094,30	7 119,80	191 000,07	20 733,27	760,20	5 007,18	3 607,26	7 957,58	77 911,66	100,11	2 364,10	80 375,87	674 633,68	18 387,35

Продолжение таблицы 4.2.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2125	127,53	80 907,77	89 485,22	37 936,28	788,31	75,88	8 942,66	158 366,22	7 482,21	206 788,49	22 190,19	813,34	5 156,40	3 789,17	8 194,72	84 140,56	99,96	2 362,95	86 603,48	717 647,86	19 645,44
2126	127,18	83 318,82	92 151,88	39 066,78	787,11	75,61	9 209,15	171 668,98	7 866,40	223 884,43	23 750,74	870,25	5 310,06	3 982,77	8 438,92	90 870,27	99,81	2 361,80	93 331,88	763 840,97	21 000,90
2127	126,83	85 801,72	94 898,01	40 230,97	785,92	75,35	9 483,58	186 089,18	8 273,84	242 396,37	25 422,38	931,19	5 468,30	4 188,91	8 690,40	98 141,22	99,66	2 360,64	100 601,51	813 464,47	22 461,76
2128	126,49	88 358,61	97 725,97	41 429,85	784,75	75,02	9 766,19	201 720,67	8 706,08	262 441,78	27 263,06	998,46	5 631,25	4 408,55	8 949,38	105 898,74	99,51	2 359,46	108 357,70	866 743,79	24 052,38
2129	126,15	90 991,70	100 638,20	42 664,46	783,58	74,68	10 057,23	218 665,20	9 164,78	284 147,88	29 238,08	1 070,62	5 799,06	4 642,73	9 216,07	114 271,24	99,36	2 358,28	116 728,87	924 009,30	25 769,08
2130	125,80	93 703,25	103 637,22	43 935,86	782,43	74,35	10 356,93	237 033,08	9 651,73	307 652,50	31 357,34	1 148,05	5 971,88	4 892,52	9 490,71	123 308,03	99,21	2 357,08	125 764,33	985 577,97	27 622,37
2131	125,46	96 495,61	106 725,61	45 245,15	781,29	74,02	10 665,57	256 943,86	10 168,84	333 104,90	33 631,46	1 231,12	6 149,84	5 159,11	9 773,53	133 061,97	99,07	2 355,88	135 516,91	1051 792,27	29 623,69
2132	125,12	99 371,18	109 906,03	46 593,45	780,16	73,70	10 983,40	278 527,14	10 718,14	371 138,44	36 071,64	1 320,25	6 333,10	5 443,80	10 064,78	143 604,86	98,92	2 354,66	146 058,45	1133 508,78	32 082,28
2133	124,78	102 332,44	113 181,23	47 981,94	779,04	72,97	11 310,71	301 923,42	11 301,84	401 864,44	38 690,32	1 415,89	6 521,83	5 747,96	10 364,71	154 126,06	98,78	2 353,44	156 578,28	1210 191,80	34 596,23
2134	124,44	105 381,95	116 554,03	49 411,80	777,93	72,26	11 647,77	327 284,99	11 922,26	435 138,52	41 500,20	1 518,51	6 716,18	6 073,11	10 673,58	165 432,11	98,64	2 352,21	167 882,96	1292 680,47	37 322,07
2135	124,10	108 522,33	120 027,34	50 884,27	776,83	69,46	11 994,87	354 776,93	12 581,92	471 172,32	44 516,35	1 628,63	6 916,32	6 420,86	10 991,65	172 448,14	98,50	2 350,97	174 897,61	1376 301,80	41 238,88
2136	123,76	111 756,30	123 604,16	52 400,62	775,75	66,78	12 352,32	384 578,19	13 283,50	510 195,08	47 691,70	1 746,81	7 122,43	6 792,95	11 319,20	179 805,05	98,36	2 349,77	182 253,18	1466 062,74	45 575,54
2137	123,43	115 086,63	127 287,56	53 962,16	164,72	174,71	12 720,42	416 882,76	14 029,89	102 071,12	51 085,45	1 873,64	7 334,68	7 191,30	11 656,52	74 518,86	20,89	16 943,10	91 482,84	1013 127,81	73 317,07
2138	123,09	118 516,22	131 080,73	55 570,23	163,65	170,39	13 099,48	451 900,91	14 824,17	110 005,09	54 676,05	2 009,75	7 553,25	7 612,97	12 003,88	79 196,66	20,75	16 940,28	96 157,69	1075 467,57	79 237,89
2139	122,76	102 167,31	45 551,84	6 180,89	104,32	9,75	13 489,85	489 860,59	9 991,83	67 995,66	58 546,53	2 155,84	0,00	6 289,74	3 057,01	35 002,97	13,23	861,58	35 877,78	841 401,70	120 835,33
2140	122,42	105 211,90	46 909,29	6 365,08	103,28	9,65	13 891,85	531 008,88	10 722,83	72 970,22	62 698,31	2 312,63	0,00	6 726,92	3 148,11	37 538,66	13,10	861,21	38 412,97	900 614,34	130 697,73
2141	122,09	108 347,21	48 307,18	6 554,76	102,25	9,55	14 305,82	575 613,62	11 507,32	78 308,72	67 152,20	2 480,93	0,00	7 198,06	3 241,93	40 260,26	12,97	860,82	41 134,05	964 385,68	141 416,94
2142	121,76	111 575,96	49 746,74	6 750,09	101,23	9,44	14 732,14	623 965,17	12 349,19	84 037,79	71 930,54	2 661,58	0,00	7 705,93	3 338,54	43 181,53	12,84	860,42	44 054,78	1033 080,86	153 069,70
2143	121,43	114 900,92	51 229,19	6 951,25	100,21	9,34	15 171,15	676 378,24	13 252,66	90 185,99	77 096,50	2 855,50	0,00	8 253,52	3 438,02	46 320,66	12,71	860,01	47 193,38	1107 137,31	165 746,10
2144	121,10	118 324,97	52 755,82	7 158,39	99,21	9,25	15 623,25	733 194,01	14 222,22	96 784,00	82 564,58	3 065,72	0,00	8 844,08	3 540,48	49 712,05	12,58	859,59	50 584,22	1186 891,31	179 403,45
2145	120,77	121 851,06	54 327,94	7 371,71	98,22	9,16	16 088,83	794 782,31	15 262,72	103 864,71	88 438,61	3 291,54	0,00	9 481,14	3 645,98	53 355,08	12,45	859,15	54 226,69	1272 861,40	194 251,34
2146	120,44	125 482,22	55 946,92	7 591,39	97,24	9,07	16 568,27	861 544,03	16 379,34	111 463,46	94 853,43	3 533,17	0,00	10 168,50	3 754,63	57 264,84	12,33	858,70	58 135,86	1365 647,97	210 467,65
2147	120,11	129 221,59	57 614,13	7 817,61	96,26	8,98	17 062,01	933 913,72	17 577,66	119 618,12	101 755,50	3 792,97	0,00	10 910,27	3 866,52	61 469,11	12,21	858,23	62 339,54	1465 715,01	228 092,27
2148	119,78	133 072,39	59 331,03	8 050,58	95,30	8,91	17 570,46	1012 362,48	18 863,64	128 369,39	109 377,91	4 080,36	0,00	11 710,92	3 981,74	66 117,44	12,08	857,75	66 987,28	1573 982,15	246 815,02
2149	119,46	137 037,95	61 099,10	8 290,48	94,35	8,83	18 094,06	1097 400,92	20 243,70	137 760,89	117 577,58	4 389,61	0,00	12 575,37	4 100,40	71 119,42	11,96	857,26	71 988,64	1690 781,35	267 153,18
2150	119,13	141 121,68	62 919,85	8 537,54	93,41	8,76	18 633,26	1189 582,60	21 724,73	147 839,48	126 403,11	4 722,41	0,00	13 508,79	4 222,59	76 502,49	11,84	856,75	77 371,08	1816 808,43	289 250,07
2151	118,81	145 327,10	64 794,86	8 791,96	92,47	8,69	19 188,53	1289 507,54	23 314,11	158 655,41	135 918,55	5 080,56	0,00	14 516,86	4 348,42	82 297,22	11,73	856,23	83 165,17	1952 829,07	313 263,89
2152	118,49	149 657,85	66 725,75	9 053,96	91,55	8,62	19 760,35	1397 826,17	25 019,77	170 262,64	146 143,65	5 465,99	0,00	15 605,73	4 478,01	88 532,23	11,61	855,69	89 399,53	2099 618,06	339 358,28
2153	118,16	154 117,66	68 714,18	9 323,77	90,63	8,55	20 349,21	1515 243,57	26 850,22	182 719,06	157 087,92	5 878,51	0,00	16 782,07	4 611,45	95 206,05	11,49	855,14	96 072,69	2257 967,64	367 846,58
2154	117,84	158 710,36	70 761,86	9 601,62	89,72	8,48	20 955,61	1642 524,03	28 814,58	196 086,78	163 650,58	6 324,36	0,00	18 053,06	4 748,87	101 943,84	11,38	854,58	102 809,80	2423 257,57	397 766,77
2155	117,52	163 439,93	72 870,56	9 887,75	88,83	8,42	21 580,09	1780 496,05	30 922,65	210 432,49	176 110,57	6 804,18	0,00	19 426,57	4 890,39	109 682,21	11,26	854,00	110 547,48	2607 623,49	431 264,50
2156	117,20	168 310,44	75 042,11	10 182,40	87,94	8,35	22 223,18	1930 057,72	33 184,96	225 827,73	189 523,72	7 320,58	0,00	20 911,06	5 036,12	118 010,87	11,15	853,41	118 875,43	2806 708,94	467 687,84
2157	116,88	173 326,09	77 278,36	10 485,84	87,06	87,04	22 885,43	199 255,48	35 612,77	242 349,29	80 567,91	2 912,33	0,00	22 515,71	5 186,20	47 438,17	11,04	24 241,82	71 691,03	944 357,42	428 774,40
2158	116,57	178 491,21	79 581,26	10 798,31	86,19	86,93	23 567,41	215 992,94	38 218,20	260 079,57	87 232,38	3 153,24	0,00	5 272,33	5 340,75	51 336,40	10,93	24 240,02	75 587,35	983 604,64	447 121,75
2159	116,25	183 810,25	81 952,78	11 120,10	85,33	86,83	24 269,72	234 136,35	41 014,24	279 106,99	94 448,03	3 414,08	0,00	5 554,33	5 499,90	55 568,08	10,82	24 238,20	79 817,10	1044 432,28	475 333,35
2160	115,93	189 287,79	84 394,97	11 451,48	84,47	86,73	24 992,96	253 803,80	44 014,84	299 526,45	102 260,64	3 696,50	0,00	5 855,06	5 663,80	60 149,24	10,71	24 236,38	84 396,32	1109 631,77	505 603,01
2161	115,62	194 928,57	86 909,94	11 792,74	83,63	86,62	25 737,75	275 123,32	47 234,97	321 439,81	110 719,51	4 002,28	0,00	6 175,93	5 832,58	65 108,74	10,60	24 234,54	89 353,88	1179 537,15	538 090,30
2162	115,30	200 737,44	89 499,86	12 144,16	82,79	86,52	26 504,74	298 233,68	50 690,68	344 956,35	119 878,08	4 333,35	0,00	6 518,48	6 006,39	70 145,02	10,50	24 232,68	94 388,20	1254 176,01	572 815,55
2163	114,99	206 719,42	92 166,95	12 506,06	81,97	86,41	27 294,58	323 285,31	54 399,21	370 193,35	129 794,24	4 691,81	0,00	6 884,35	6 185,38	75 933,26	10,39	24 230,81	100 174,47	1334 578,49	610 257,60
2164	114,68	212 879,66	94 913,53	12 878,74	81,15	86,31	28 107,96	350 441,28	58 379,05	397 276,70	140 530,65	5 079,92	0,00	7 275,32	6 369,71	82 199,84	10,29	24 228,93	106 439,07	1420 853,69	650 475,90
2165	114,36	219 223,47	97 741,95	13 262,52	80,33	86,21	28 945,57	379 878,35	62 650,07	426 341,46	152 157,89	5 500,24	0,00	7 693,32	6 559,53	88 986,06	10,19	24 227,04	113 223,28	1513 458,56	693 675,66
2166	114,05	225 756,33	100 654,66	13 657,75	79,53	86,10	29 808,15	411 788,13	67 233,55	457 532,60	164 745,48	5 955,35	0,00	8 140,43	6 755,00	96 333,18	10,08	24 225,13	120 568,39	1612 875,50	740 100,74
2167	113,74	232 483,87	103 654,17	14 064,75	78,74	86,00	30 696,43	446 378,33	72 152,35	491 005,69	178 370,79	6 448,11	0,00	8 618,89	6 956,30	104 287,50	9,98	24 223,21	128 520,69	1719 628,84	790 003,09
2168	113,43	239 411,89	106 743,07	14 483,88	77,95	85,90	31 611,19	483 874,11	77 431,02	526 927,66	193 121,02	6 981,64	0,00	9 131,13	7 163,60	112 899,30	9,88	24 221,27	137 130,46	1834 287,93	843 656,49
2169	113,12	246 546,36	109 924,01	14 915,50	77,17	85,80	32 553,20	524 519,53	83 095,87	565 477,69	209 078,28	7 559,32	0,00	9 679,78	7 377,07	122 222,45	9,78	24 219,32	146 451,56	1957 454,26	901 350,78
2170	112,82	253 893,44	113 199,74	15 359,98	76,40	85,70	33 523,29	568 579,17	89 175,16	606 848,04	226 351,80	8 184,80	0,00	10 267,67	7 596,91	132 316,25	9,69	24 217,36	156 543,30	2089 798,20	963 408,88
2171	112,51	261 459,47	116 573,10	15 817,70	75,63	85,60	34 522,28	616 339,83	95 699,22	651 245,04	245 049,95	8 862,03	0,00	10 897,87	7 823,30	143 244,41	9,59	24 215,39	167 469,39	2232 032,91	1030 174,89
2172	112,20	269 250,96	120 046,98	16 289,07	74,88	85,49	35 551,04	668 112,37	102 700,57	698 890,13	265 282,00	9 595,29	0,00	11 573,71	8 056,43	155 075,56	9,49	24 213,40	179 298,45	2384 919,58	1102 016,71
2173	111,90	277 274,64	123 624,38	16 774,49	74,13	85,39	36 610,46	724 233,81	110 214,15	750 020,93	287 175,83	10 389,23	0,00	12 298,75	8 296,51	167 884,45	9,40	24 211,40	192 105,25	2549 289,85	1179 336,47
2174	111,59	285 537,42	127 308,38	17 274,37	73,39	85,29	37 701,46	785 069,45	118 277,42	804 892,46	310 873,54	11 248,86	0,00	13 076,89	8 543,75	181 752,18	9,31	24 209,38	205 970,87	2726 045,13	1262 570,47
2175	111,29	294 046,44	131 102,17	17 789,14	72,65	85,19	38 824,96	851 015,28	126 930,59	863 778,40	336 523,52	12 179,62	0,00	13 912,31	8 798,35	196 766,29	9,21	24 207,35	220 982,86	2916 152,78	1352 187,55
Итого приб.период 2024-2175	**20896,3**	**10687935,9**	**7376980,5**	**2261876,9**	**176563,6**	**10317,3**	**1326044,5**	**34213014,0**	**2046776,0**	**18514970,8**	**6309031,1**	**231516,7**	**252077,5**	**575739,5**	**602093,3**	**6068568,4**	**21862,9**	**669974,5**	**6760405,7**	**91366239,6**	**10 771,29**
Итого расчет. период 2024-2175	**20896,3**	**10687935,9**	**7376980,5**	**2261876,9**	**176563,6**	**10317,3**	**1326044,5**	**34213014,0**	**2046776,0**	**18514970,8**	**6309031,1**	**231516,7**	**252077,5**	**575739,5**	**602093,3**	**6068568,4**	**21862,9**	**669974,5**	**6760405,7**	**91366239,6**	**10 771,29**

Таблица 4.2.3.6 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции															Налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции			Итого налоги и платежи, включа-емые в себе-стоимость продукции	Итого расходы, относимые на себе-стоимость продукции	Производст-венная себестоимость 1 тонны нефти
	Затраты на хим-реагенты	Затраты производст-венного характера	Услуги производст-венного характера, выполненные сторонними организациями	Затраты на электро-энергию	ФОТ ППП	Амортиз-ацион-ные отчисления, включае-мые в себестои-мость продукци-и	Ремонт скважин	Затраты условно-постоянн-ые, зависимы-е от фонда скважин	Затраты на персонал	Затраты на страховани-е	Экологичес-кие расходы	Транспор-ти-ровка и подготов-ка нефти	Операцион-ные затраты по ГУП	Затрат-ы на НИОКР	Прочие производ-ственные расходы	НДПИ	Налоги, отчисляем-ые от ФОТ ППП	Налог на имущест-во			
	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	тыс. тенге/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2024	171,29	4 083,80	4 610,09	1 887,48	4 560,11	187,97	406,30	171,54	241,61	420,81	72,79	2,71	256,00	249,42	420,39	187,72	460,59	654,26	1 302,57	19 044,88	72,07
2025	153,70	4 111,30	4 747,47	1 987,91	4 435,70	171,18	429,21	181,21	208,12	238,02	72,56	2,71	271,41	189,09	429,50	231,77	485,21	642,10	1 359,08	18 988,19	79,86
2026	154,70	4 274,48	4 888,95	2 081,67	4 372,78	153,57	453,10	191,29	224,94	246,89	70,93	2,65	284,51	171,29	443,13	210,97	476,23	622,76	1 309,95	19 324,83	91,22
2027	153,03	4 300,85	5 034,64	2 158,30	4 333,63	137,34	484,57	204,58	242,65	258,57	69,44	2,61	296,22	175,26	453,07	192,45	452,24	621,92	1 266,60	19 571,34	103,60
2028	153,28	4 585,44	5 184,67	2 259,83	4 318,26	127,41	525,27	221,76	261,25	273,67	73,11	2,75	309,37	178,01	470,92	180,36	443,24	621,12	1 244,72	20 189,74	115,93
2029	152,86	4 722,09	5 339,17	2 327,17	4 164,13	116,87	540,93	238,76	268,73	277,37	77,09	2,89	318,59	184,20	484,95	168,48	417,65	620,38	1 206,51	20 422,31	128,11
2030	152,45	4 862,81	5 498,28	2 396,52	4 033,70	108,65	557,05	255,27	276,42	287,75	81,30	3,05	328,09	186,77	499,41	160,16	511,47	1 013,16	1 684,79	21 212,28	143,65
2031	152,03	5 007,72	5 662,13	2 467,93	3 880,36	106,59	573,65	276,71	284,34	298,75	85,75	3,22	337,86	189,72	514,29	169,84	492,03	1 012,25	1 674,12	21 515,16	148,59
2032	151,62	5 156,95	5 830,86	2 541,48	3 726,68	104,52	590,74	299,95	292,48	310,43	90,43	3,39	347,93	192,67	529,61	180,12	472,54	1 010,81	1 663,48	21 833,23	153,79
2033	151,21	5 310,63	6 004,62	2 617,21	3 587,61	102,69	608,35	320,63	300,86	322,84	95,39	3,58	358,30	195,76	545,40	191,10	454,91	1 011,44	1 657,45	22 182,53	159,33
2034	150,79	5 468,88	6 183,56	2 695,21	3 462,72	100,90	626,47	342,67	309,49	336,03	100,64	3,77	368,98	199,11	561,65	202,82	439,07	1 011,56	1 653,45	22 564,33	165,23
2035	150,38	5 631,86	6 367,83	2 775,52	3 343,95	99,00	645,14	368,80	318,36	350,06	106,21	3,98	379,97	202,75	578,39	215,34	424,01	1 010,28	1 649,62	22 971,83	171,46
2036	149,97	5 799,68	6 557,59	2 858,24	3 230,91	97,14	664,37	399,78	327,49	365,01	112,11	4,20	391,29	206,63	595,62	228,69	409,68	1 008,93	1 647,30	23 407,34	178,06
2037	149,57	5 972,52	6 753,01	2 943,41	3 130,96	95,42	684,17	430,24	336,89	380,93	118,36	4,43	402,96	210,76	613,37	242,94	397,01	1 008,57	1 648,52	23 875,51	185,06
2038	154,02	6 150,50	6 954,25	3 031,12	3 028,40	93,67	704,55	466,39	346,56	397,91	125,00	4,68	414,96	215,17	631,65	258,14	384,00	1 007,31	1 649,45	24 368,29	192,43
2039	158,61	6 333,78	7 161,48	3 121,45	2 915,24	92,39	725,55	494,57	356,52	416,04	131,96	4,94	427,33	219,81	650,47	274,30	369,65	1 010,76	1 654,71	24 864,85	200,05
2040	163,34	6 522,53	7 374,90	3 214,47	2 829,62	90,84	747,17	532,14	366,76	435,39	139,34	5,21	440,06	224,42	669,86	291,57	358,80	1 010,82	1 661,19	25 417,24	208,32
2041	168,21	6 716,90	7 594,67	3 310,26	2 740,53	89,44	769,44	572,54	377,30	456,08	147,18	5,50	453,18	229,57	689,82	310,00	347,50	1 012,38	1 669,88	25 990,49	216,95
2042	173,22	6 917,06	7 820,99	3 408,91	2 670,77	87,94	792,37	625,30	388,15	478,20	155,50	5,81	466,68	234,88	710,38	329,70	338,65	1 012,62	1 680,97	26 617,13	226,25
2043	178,38	7 123,19	8 054,05	3 510,49	2 573,99	87,18	815,98	672,77	399,31	501,88	164,33	6,14	480,59	240,68	731,55	350,69	326,38	1 020,77	1 697,84	27 238,35	235,74
2044	183,70	7 335,46	8 294,06	3 615,11	2 473,04	85,69	840,30	718,31	410,80	527,23	173,71	6,49	494,91	246,34	753,35	373,11	313,58	1 020,08	1 706,77	27 865,26	245,48
2045	189,17	7 554,06	8 541,23	3 722,84	2 390,74	84,53	865,34	772,71	422,62	554,39	183,67	6,86	509,66	252,11	775,80	397,09	303,15	1 022,90	1 723,13	28 548,85	255,97
2046	194,81	7 779,17	8 795,76	3 833,78	2 319,22	83,48	891,12	837,61	434,79	583,51	194,25	7,25	524,85	258,36	798,91	422,70	294,08	1 026,01	1 742,79	29 279,66	267,14
2047	200,62	8 010,99	9 057,87	3 948,02	2 235,24	82,25	917,68	907,97	447,31	614,74	205,49	7,67	540,49	265,01	822,72	450,04	283,43	1 027,65	1 761,12	30 025,19	278,72
2048	206,59	8 249,72	9 327,79	4 065,67	2 177,05	80,91	945,03	976,67	460,19	648,26	217,49	8,12	556,59	271,79	847,24	479,31	276,05	1 026,98	1 782,34	30 821,46	291,02
2049	212,75	8 495,56	9 605,76	4 186,83	2 113,74	79,74	973,19	1 058,71	473,46	684,25	230,25	8,59	573,18	279,02	872,49	510,58	268,02	1 028,65	1 807,26	31 654,78	303,97
2050	219,09	8 748,73	9 892,01	4 311,60	2 045,17	79,59	1 002,19	1 147,64	487,10	722,92	243,75	9,09	590,26	286,54	898,49	543,95	259,33	1 041,39	1 844,66	32 528,84	317,66
2051	225,62	9 009,44	10 186,80	4 440,09	2 001,91	78,30	1 032,05	1 234,40	501,15	764,47	258,11	9,62	607,85	294,31	925,26	579,62	253,84	1 040,55	1 874,02	33 443,40	332,09
2052	232,34	9 277,92	10 490,36	4 572,40	1 953,11	77,36	1 062,81	1 317,18	515,61	809,16	273,37	10,19	625,97	302,52	952,83	617,73	247,65	1 043,45	1 908,83	34 381,97	347,10
2053	239,27	9 554,40	10 802,98	4 708,66	1 914,00	76,53	1 094,48	1 427,83	530,48	857,23	289,60	10,79	644,62	310,88	981,23	659,26	242,69	1 046,13	1 948,09	35 391,06	362,80
2054	246,40	9 839,12	11 124,90	4 848,98	1 876,77	76,71	1 127,10	1 547,76	545,80	908,95	306,86	11,43	663,83	319,85	1 010,47	703,70	237,97	1 060,20	2 001,88	36 456,81	379,43
2055	253,74	10 132,33	11 456,43	4 993,47	1 849,00	75,58	1 160,68	1 677,78	561,55	964,64	325,22	12,11	683,61	329,19	1 040,58	751,26	234,45	1 059,21	2 044,93	37 560,86	396,84
2056	261,30	10 434,27	11 797,83	5 142,28	1 807,53	74,57	1 195,27	1 789,84	577,77	1 024,61	344,81	12,84	703,98	338,97	1 071,59	802,17	229,19	1 059,33	2 090,70	38 668,17	414,65
2057	269,09	10 745,21	12 149,40	5 295,52	1 775,30	73,52	1 230,89	1 940,19	594,46	1 089,23	365,67	13,61	724,96	348,69	1 103,52	856,69	225,11	1 058,60	2 140,40	39 859,68	433,76
2058	277,11	11 065,42	12 511,46	5 453,33	1 736,87	72,96	1 267,57	2 086,20	611,64	1 158,86	387,87	14,43	746,56	359,16	1 136,41	915,03	220,24	1 063,47	2 198,73	41 084,58	453,66
2059	285,36	11 395,17	12 884,30	5 615,84	1 707,50	71,98	1 305,35	2 243,06	629,33	1 233,93	411,46	15,31	768,81	369,80	1 170,27	977,47	216,51	1 063,28	2 257,26	42 364,72	474,64
2060	293,87	11 734,75	13 268,25	5 783,19	1 671,75	71,76	1 344,24	2 451,40	647,52	1 314,88	436,57	16,24	791,72	380,92	1 205,15	1 043,82	211,98	1 074,76	2 330,55	43 742,77	497,41
2061	302,63	12 084,44	13 663,64	5 955,53	1 644,91	71,73	1 384,30	2 592,51	666,25	1 402,20	463,30	17,23	815,32	392,80	1 241,06	1 114,80	208,57	1 094,43	2 417,80	45 115,65	520,63
2062	311,64	12 444,56	14 070,82	6 133,00	1 619,22	71,34	1 425,56	2 786,86	685,53	1 496,42	491,77	18,28	839,61	404,40	1 278,05	1 190,77	205,32	1 101,60	2 497,69	46 574,75	545,39
2063	320,93	12 815,41	14 490,13	6 315,76	1 586,92	70,37	1 468,04	3 020,96	705,37	1 598,10	522,10	19,40	864,63	416,84	1 316,13	1 272,10	201,22	1 101,16	2 574,48	48 105,58	571,54
2064	330,49	13 197,30	14 921,94	6 503,97	1 563,33	68,08	1 511,78	3 137,13	725,79	1 707,87	519,79	19,30	890,40	429,94	1 355,35	1 338,37	198,23	1 103,16	2 639,76	49 522,23	609,97
2065	340,34	13 590,58	15 366,61	6 697,79	1 540,68	67,16	1 556,84	3 340,98	746,81	1 826,40	551,67	20,48	916,93	442,25	1 395,74	1 430,01	195,36	1 103,25	2 728,62	51 129,89	638,90

Продолжение таблицы 4.2.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2066	350,49	13 995,58	15 824,53	6 897,39	1 526,62	66,23	1 603,23	3 589,29	768,44	1 954,41	585,61	21,73	944,26	455,81	1 437,33	1 528,14	193,58	1 102,64	2 824,35	52 845,31	669,84
2067	360,93	14 412,65	16 296,11	7 102,93	1 516,74	65,40	1 651,01	3 890,79	793,88	2 114,26	621,92	23,07	972,40	470,25	1 480,17	1 633,32	192,32	1 102,95	2 928,59	54 701,09	703,22
2068	371,69	14 842,15	16 781,73	7 314,60	1 506,87	64,53	1 700,21	4 217,62	820,26	2 287,23	660,58	24,50	1 001,37	485,66	1 524,28	1 745,93	191,07	1 102,43	3 039,44	56 642,71	738,46
2069	382,76	15 284,45	17 281,83	7 532,57	1 504,71	64,17	1 750,87	4 571,90	847,62	2 474,39	701,76	26,02	1 031,22	501,70	1 569,70	1 866,52	190,80	1 114,95	3 172,26	58 697,92	775,99
2070	394,17	15 739,92	17 796,82	7 757,04	1 479,52	63,45	1 803,05	4 866,64	876,02	2 676,91	745,62	27,64	1 061,95	518,48	1 616,48	1 995,56	187,60	1 116,75	3 299,91	60 723,60	813,96
2071	405,91	16 208,97	18 327,17	7 988,20	1 469,72	64,26	1 856,78	5 178,64	905,48	2 896,04	792,39	29,36	1 093,59	534,83	1 664,65	2 133,80	186,36	1 161,09	3 481,25	62 897,26	854,76
2072	418,01	16 692,00	18 873,32	8 226,25	1 459,94	64,78	1 912,11	5 403,79	936,08	3 133,17	842,22	31,20	1 126,18	551,93	1 714,25	2 281,79	185,12	1 180,54	3 647,45	65 032,68	895,92
2073	430,47	17 189,42	19 435,74	8 471,39	1 442,50	64,08	1 969,09	5 687,10	967,85	3 389,77	895,32	33,16	1 159,74	568,58	1 765,34	2 440,28	182,91	1 183,08	3 806,27	67 275,81	939,48
2074	443,29	17 701,67	20 014,93	8 723,84	1 425,08	63,37	2 027,77	6 041,52	1 000,85	3 667,43	951,91	35,24	1 194,30	586,16	1 817,95	2 610,06	180,70	1 185,17	3 975,92	69 671,23	986,14
2075	456,50	18 229,17	20 611,37	8 983,81	1 415,36	62,64	2 088,20	6 549,00	1 035,13	3 967,91	1 012,23	37,47	1 229,89	604,90	1 872,12	2 791,98	179,47	1 185,87	4 157,32	72 313,03	1 037,34
2076	470,11	18 772,40	21 225,59	9 251,53	1 397,98	61,93	2 150,43	7 099,12	1 070,77	4 293,07	1 076,33	39,83	1 266,54	625,71	1 927,91	2 986,75	177,26	1 186,72	4 350,73	75 079,97	1 091,52
2077	484,12	19 331,82	21 858,12	9 527,22	1 380,62	61,31	2 214,51	7 538,40	1 107,82	4 644,94	1 144,67	42,35	1 304,28	647,34	1 985,36	3 195,32	175,06	1 189,67	4 560,05	77 832,92	1 146,68
2078	498,54	19 907,91	22 509,49	9 811,14	1 370,96	60,57	2 280,50	8 171,62	1 146,34	5 025,74	1 217,53	45,03	1 343,15	668,36	2 044,52	3 418,85	173,84	1 189,80	4 782,49	80 883,90	1 207,46
2079	513,40	20 501,17	23 180,27	10 103,51	1 345,96	60,08	2 348,46	8 673,49	1 186,42	5 437,83	1 295,22	47,89	1 383,18	691,90	2 105,45	3 658,24	170,67	1 194,60	5 023,50	83 897,73	1 269,00
2080	528,70	21 112,10	23 871,04	10 404,59	1 336,34	62,33	2 418,44	8 901,96	1 228,13	5 883,80	1 378,07	50,94	1 424,40	714,49	2 168,19	3 914,65	169,45	1 291,01	5 375,11	86 858,65	1 331,03
2081	544,46	21 741,24	24 582,40	10 714,65	1 326,74	61,77	2 490,51	9 432,88	1 271,54	6 366,45	1 466,43	54,20	1 466,84	735,07	2 232,81	4 189,49	168,23	1 295,43	5 653,15	90 141,14	1 399,35
2082	560,68	22 389,13	25 314,95	11 033,94	1 309,48	61,35	2 564,73	10 225,24	1 316,75	6 888,79	1 560,69	57,67	1 510,56	759,20	2 299,34	4 484,11	166,04	1 300,32	5 950,46	93 802,95	1 475,09
2083	577,39	23 056,33	26 069,34	11 362,76	1 299,92	63,20	2 641,16	11 084,16	1 363,83	7 454,09	1 661,24	61,37	1 555,57	786,44	2 367,86	4 799,85	164,83	1 339,53	6 304,21	97 708,86	1 556,32
2084	594,60	23 743,40	26 846,21	11 701,37	1 290,38	62,46	2 719,87	12 015,23	1 412,90	8 065,91	1 768,51	65,31	1 601,93	815,03	2 438,43	5 134,73	163,62	1 340,29	6 638,64	101 780,16	1 642,98
2085	612,31	24 450,96	27 646,22	12 050,07	1 273,17	64,80	2 800,92	13 024,50	1 464,04	8 728,06	1 882,99	69,53	1 649,66	844,92	2 511,09	5 493,46	161,44	1 388,36	7 043,25	106 116,50	1 735,88
2086	630,56	25 179,60	28 470,08	12 409,16	1 263,67	64,07	2 884,39	14 118,56	1 517,37	9 444,72	2 005,14	74,02	1 698,82	876,17	2 585,92	5 877,40	160,23	1 389,39	7 427,03	110 649,28	1 834,19
2087	649,35	25 929,95	29 318,49	12 778,95	1 039,02	59,11	2 970,34	15 304,52	1 573,00	10 220,36	2 135,50	78,81	1 749,45	908,96	2 662,98	4 917,25	131,75	1 573,18	6 622,18	114 000,98	2 397,12
2088	668,70	26 702,66	30 192,18	13 159,77	1 037,23	58,58	3 058,86	16 590,10	1 631,05	11 059,87	2 274,64	83,93	1 801,58	941,14	2 742,34	5 272,33	131,52	1 574,65	6 978,50	118 981,13	2 530,15
2089	688,63	27 498,40	31 091,91	13 551,93	1 035,47	57,96	3 150,01	17 983,67	1 691,64	11 968,50	2 423,03	89,39	1 855,27	977,27	2 824,06	5 653,50	131,30	1 573,78	7 358,57	124 245,70	2 671,82
2090	709,15	28 317,85	32 018,45	13 955,77	1 033,72	57,71	3 243,88	11 651,77	1 754,92	12 951,96	2 299,87	83,98	1 910,56	1 015,18	2 908,22	5 882,29	131,08	1 675,35	7 688,71	121 601,71	2 757,33
2091	730,28	29 161,72	32 972,60	14 371,66	1 031,99	57,16	3 340,55	12 630,51	1 821,02	14 016,43	2 457,70	89,75	1 967,49	976,46	2 994,88	6 314,26	130,86	1 674,48	8 119,59	126 739,81	2 901,99
2092	752,05	30 030,74	33 955,18	14 799,93	1 030,27	56,70	3 440,10	13 691,48	1 890,11	15 168,61	2 641,09	96,42	2 026,12	1 011,70	3 084,13	6 786,47	130,64	1 673,62	8 590,74	132 265,35	3 053,06
2093	774,46	30 925,66	34 967,04	15 240,97	1 028,58	56,16	3 542,61	14 841,56	1 962,34	16 415,71	2 822,51	103,04	2 086,50	1 048,53	3 176,04	7 285,62	130,42	1 672,77	9 088,82	138 080,53	3 218,34
2094	797,54	31 847,25	36 009,06	15 695,15	1 019,21	55,79	3 648,18	16 088,25	2 037,88	17 765,60	3 016,31	110,12	2 148,68	1 087,05	3 270,68	7 821,78	129,24	1 675,75	9 626,77	144 223,52	3 394,23
2095	821,30	32 796,29	37 082,13	16 162,87	1 009,87	59,87	3 756,90	14 756,64	2 116,92	19 226,76	3 057,95	112,07	2 212,71	1 127,28	3 368,15	8 304,62	128,05	1 817,86	10 250,52	147 918,23	3 568,53
2096	845,78	33 773,62	38 187,18	16 644,52	1 008,22	59,34	3 868,85	15 996,20	2 199,66	20 808,37	3 272,99	119,94	2 278,65	1 142,56	3 468,52	8 919,84	127,84	1 816,96	10 864,64	154 539,03	3 762,48
2097	870,98	34 780,08	39 325,16	17 140,53	1 006,59	58,81	3 984,14	17 339,88	2 286,30	22 520,39	3 503,29	128,37	2 346,55	1 184,50	3 571,88	9 581,12	127,64	1 816,07	11 524,83	161 572,28	3 969,69
2098	896,94	35 816,52	40 497,05	17 651,31	1 004,98	58,28	4 102,87	18 796,43	2 377,07	24 373,59	3 749,95	137,40	2 416,48	1 228,39	3 678,33	10 291,66	127,43	1 815,19	12 234,27	169 019,86	4 190,63
2099	923,67	36 883,86	41 703,86	18 177,32	1 003,38	57,76	4 225,14	20 375,33	2 472,20	26 379,65	4 014,15	147,08	2 488,49	1 274,34	3 787,94	11 055,40	127,23	1 814,31	12 996,94	176 911,09	4 426,25
2100	951,19	37 982,99	42 946,63	18 719,01	1 001,80	57,25	4 351,05	22 086,85	2 571,94	28 551,19	4 297,14	157,44	2 562,65	1 322,46	3 900,82	11 876,37	127,03	1 813,44	13 816,84	185 277,25	4 677,66
2101	979,54	39 114,89	44 226,44	19 276,83	1 000,24	56,75	4 480,71	23 942,15	2 676,55	30 901,89	4 600,28	168,53	2 639,01	1 372,90	4 017,06	12 758,88	126,83	1 812,59	14 698,29	194 152,07	4 946,09
2102	1 008,73	40 280,51	45 544,39	19 851,28	998,69	56,25	4 614,23	25 953,29	2 786,34	33 446,58	4 925,02	180,42	2 717,66	1 425,79	4 136,77	13 707,40	126,63	1 811,73	15 645,77	203 571,71	5 232,90
2103	1 038,79	41 480,87	46 901,61	20 442,85	997,15	55,75	4 751,74	28 133,37	2 901,59	36 201,28	5 272,92	193,15	2 798,64	1 481,29	4 260,05	14 727,09	126,44	1 810,89	16 664,42	213 575,46	5 539,47
2104	1 069,74	42 717,00	48 299,28	21 052,05	995,63	55,26	4 893,34	30 496,57	3 022,63	39 183,37	5 645,63	206,79	2 882,04	1 539,56	4 387,00	15 823,20	126,25	1 810,05	17 759,50	224 205,40	5 867,39
2105	1 101,62	43 989,97	49 738,60	21 679,40	963,39	55,61	5 039,16	33 058,28	3 149,81	42 411,64	6 044,96	221,40	2 967,93	1 600,77	4 517,73	16 792,36	122,16	1 846,36	18 760,88	235 301,16	6 283,42
2106	1 134,45	45 300,87	51 220,81	22 325,44	961,90	55,13	5 189,33	35 835,18	3 283,49	45 906,48	6 468,58	236,91	3 056,37	1 664,83	4 652,36	18 042,33	121,97	1 845,52	20 009,82	247 301,95	6 663,69
2107	1 168,26	46 650,83	52 747,19	22 990,74	960,43	54,64	5 343,97	38 845,33	3 424,07	49 689,92	6 922,11	253,50	3 147,45	1 732,52	4 791,00	19 386,12	121,78	1 844,70	21 352,60	260 074,58	7 071,11
2108	1 203,07	48 041,03	54 319,06	23 675,87	958,97	54,63	5 503,22	42 108,34	3 571,97	53 785,86	7 407,66	271,27	3 241,25	1 803,77	4 933,77	20 830,82	121,60	1 855,70	22 808,12	273 687,85	7 508,20
2109	1 238,92	49 472,65	55 937,77	24 381,41	957,53	54,15	5 667,22	45 645,44	3 727,63	58 220,14	7 927,53	290,29	3 337,83	1 878,82	5 080,80	22 384,05	121,41	1 854,88	24 360,35	288 178,49	7 976,64
2110	1 275,84	50 946,94	57 604,71	25 107,97	956,10	53,68	5 836,10	49 479,66	3 891,52	63 020,78	8 484,15	310,66	3 437,30	1 957,92	5 232,21	24 054,03	121,23	1 854,07	26 029,33	303 624,88	8 479,35
2111	1 313,86	52 465,15	59 321,33	25 856,19	954,68	53,22	6 010,01	53 635,95	4 064,17	68 218,10	9 080,15	332,47	3 539,73	2 041,33	5 388,13	25 849,57	121,05	1 853,27	27 823,89	320 098,37	9 019,09
2112	1 353,01	54 028,62	61 089,11	26 626,71	953,28	67,88	6 189,11	58 141,37	4 246,11	73 844,94	9 718,32	355,81	3 645,22	2 129,35	5 548,69	27 780,20	120,88	2 252,38	30 153,46	338 091,00	9 610,70
2113	1 393,33	55 638,67	62 909,56	27 420,18	951,89	67,32	6 373,55	63 025,25	4 437,91	79 936,87	10 401,69	380,81	3 753,85	2 222,45	5 714,04	29 856,11	120,70	2 251,36	32 228,17	356 855,55	10 233,96
2114	1 434,86	57 296,70	64 784,27	28 237,30	950,52	66,77	6 563,48	68 319,37	4 640,21	86 532,39	11 133,47	407,58	3 865,71	2 320,66	5 884,32	32 088,32	120,53	2 250,35	34 459,20	376 896,81	10 904,14
2115	1 477,61	59 004,14	66 714,84	29 078,77	949,16	66,22	6 759,07	74 058,19	4 853,67	93 673,22	11 917,12	436,25	3 980,91	2 424,51	6 059,67	34 488,66	120,35	2 249,35	36 858,36	398 311,72	11 625,12
2116	1 521,65	60 762,47	68 702,94	29 945,32	947,81	65,68	6 960,49	80 279,08	5 078,98	101 404,52	12 756,35	466,94	4 099,54	2 534,39	6 240,25	37 069,88	120,18	2 248,36	39 438,42	421 204,83	12 401,12
2117	1 566,99	62 573,19	70 750,29	30 837,69	946,48	65,14	7 167,92	87 022,52	5 316,91	109 775,21	13 655,13	499,81	4 221,71	2 650,71	6 426,21	39 845,70	120,01	2 247,37	42 213,09	445 689,00	13 236,72
2118	1 613,69	64 437,87	72 858,65	31 756,66	945,16	64,61	7 381,52	94 332,42	5 568,27	118 838,26	14 617,72	535,02	4 347,51	2 773,95	6 617,71	42 830,87	119,85	2 246,40	45 197,12	471 886,12	14 136,91
2119	1 661,78	66 358,12	75 029,83	32 703,00	943,86	64,08	7 601,49	102 256,34	5 833,91	128 651,04	15 648,69	572,72	4 477,07	2 904,59	6 814,92	46 041,28	119,68	2 245,43	48 406,39	499 927,83	15 107,11
2120	1 711,30	68 335,59	77 265,72	33 677,55	942,56	63,57	7 828,01	110 845,87	6 114,76	139 275,69	16 760,92	613,39	4 610,49	3 043,17	7 018,01	49 498,65	119,52	2 244,46	51 862,63	529 969,24	16 151,47

Продолжение таблицы 4.2.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2121	1 762,29	70 371,99	79 568,24	34 681,14	941,28	63,06	8 061,29	120 156,93	6 411,81	150 779,49	17 952,98	656,97	4 747,88	3 190,27	7 227,14	53 217,51	119,35	2 243,51	55 580,38	562 153,14	17 277,88
2122	1 814,81	72 469,08	81 939,38	35 714,64	940,02	62,56	8 301,51	130 250,11	6 726,12	163 235,31	19 230,64	703,68	4 889,36	3 346,50	7 442,51	57 217,75	119,19	2 242,57	59 579,51	596 645,73	18 493,27
2123	1 868,89	74 628,65	84 381,17	36 778,94	938,76	62,06	8 548,90	141 191,12	7 058,80	176 722,09	20 600,13	753,74	5 035,07	3 512,54	7 664,30	61 520,79	119,03	2 241,63	63 881,46	633 626,61	19 805,20
2124	1 924,58	76 852,59	86 895,73	37 874,95	937,52	61,57	8 803,66	153 051,17	7 411,08	191 325,29	22 068,10	807,40	5 185,11	3 689,10	7 892,69	66 140,90	118,88	2 240,70	68 500,47	673 281,02	21 224,15
2125	1 981,94	79 142,79	89 485,22	39 003,63	936,29	61,07	9 066,01	165 907,47	7 784,23	207 137,50	23 643,37	864,98	5 339,63	3 876,98	8 127,90	71 111,22	118,72	2 239,77	73 469,71	715 828,72	22 756,77
2126	2 041,00	81 501,25	92 151,88	40 165,93	935,07	60,26	9 336,17	179 843,70	8 179,65	224 258,98	25 332,19	926,71	5 498,75	4 077,01	8 370,11	76 050,07	118,57	2 238,86	78 407,49	761 086,14	24 519,05
2127	2 101,82	83 929,99	94 898,01	41 362,88	933,87	59,45	9 614,39	194 950,57	8 598,81	242 798,32	27 142,82	992,88	5 662,61	4 290,10	8 619,54	81 338,23	118,41	2 237,95	83 694,60	809 650,65	26 430,50
2128	2 164,45	86 431,10	97 725,97	42 595,49	932,67	58,51	9 900,90	211 326,41	9 043,30	262 873,13	29 084,15	1 063,82	5 831,36	4 517,25	8 876,40	86 771,00	118,26	2 237,06	89 126,32	861 551,23	28 565,48
2129	2 228,96	89 006,75	100 638,20	43 864,84	931,49	57,58	10 195,95	229 077,83	9 514,80	284 610,80	31 165,71	1 139,88	6 005,13	4 759,50	9 140,92	92 577,82	118,11	2 236,18	94 932,12	917 270,45	30 886,04
2130	2 295,38	91 659,15	103 637,22	45 172,01	930,32	56,68	10 499,79	248 320,37	10 015,13	308 149,28	33 402,11	1 221,60	6 184,09	5 018,02	9 413,31	98 787,77	117,96	2 235,32	101 141,06	977 115,51	33 408,05
2131	2 363,78	94 390,59	106 725,61	46 518,14	929,16	55,80	10 812,68	269 179,28	10 546,23	333 638,02	35 800,67	1 309,23	6 368,37	5 294,05	9 693,83	105 427,19	117,82	2 234,47	107 779,48	1041 404,93	36 150,64
2132	2 434,22	97 203,43	109 906,03	47 904,38	928,02	54,93	11 134,90	291 790,34	11 110,18	443 894,00	38 373,30	1 403,21	6 558,15	5 588,93	9 982,71	112 608,32	117,67	2 233,63	114 959,63	1193 226,34	42 061,39
2133	2 506,76	100 100,09	113 181,23	49 331,93	169,97	167,15	11 466,72	316 300,73	11 709,20	75 948,33	41 132,75	1 504,02	6 753,58	5 904,10	10 280,19	59 711,36	21,55	14 668,03	74 400,94	820 857,69	53 690,45
2134	2 581,46	103 083,08	116 554,03	50 802,02	168,85	163,12	11 808,42	342 869,99	12 345,67	81 838,80	44 092,75	1 612,14	6 954,84	6 234,72	10 586,54	63 470,10	21,41	14 665,52	78 157,03	869 853,45	57 930,50
2135	2 658,39	106 154,95	120 027,34	52 315,92	167,73	159,18	12 160,32	371 671,07	13 022,15	88 188,29	47 268,02	1 728,11	7 162,09	6 595,30	10 902,02	67 470,40	21,27	14 663,08	82 154,74	922 335,63	62 538,85
2136	2 737,61	109 318,37	123 604,16	53 874,93	166,63	155,34	12 522,69	402 891,44	13 741,36	95 032,72	50 674,41	1 852,52	7 375,52	6 981,29	11 226,90	71 728,12	21,13	14 660,69	86 409,94	978 565,84	67 548,86
2137	2 819,19	112 576,06	127 287,56	55 480,41	165,54	151,89	12 895,87	436 734,32	14 506,23	102 410,87	54 328,92	1 985,98	7 595,31	7 394,67	11 561,46	76 349,89	20,99	14 658,36	91 029,24	1038 923,51	72 933,49
2138	2 903,20	115 930,82	131 080,73	57 133,72	164,46	148,15	13 280,17	473 420,00	15 319,89	110 364,56	58 249,81	2 129,15	7 821,65	7 837,60	11 905,99	81 153,77	20,85	14 656,08	95 830,70	1103 520,62	78 875,30
2139	2 989,72	98 798,42	45 551,84	5 977,08	105,76	9,65	13 675,92	513 187,28	10 129,65	68 933,53	62 456,74	2 282,76	0,00	6 501,36	2 956,21	37 089,86	13,41	803,86	37 907,13	871 463,05	118 193,77
2140	3 078,81	101 742,61	46 909,29	6 155,20	104,71	9,55	14 083,46	556 295,01	10 870,74	73 976,70	66 970,78	2 447,57	0,00	6 956,64	3 044,31	39 767,50	13,28	803,72	40 584,50	933 229,87	127 964,18
2141	3 170,56	104 774,54	48 307,18	6 338,62	103,66	9,44	14 503,14	603 023,80	11 666,04	79 388,84	71 814,63	2 624,41	0,00	7 447,41	3 135,03	42 640,73	13,14	803,57	43 457,45	999 764,75	138 589,56
2142	3 265,04	107 896,82	49 746,74	6 527,51	102,62	9,34	14 935,34	653 677,79	12 519,53	85 196,93	77 012,63	2 814,17	0,00	7 976,56	3 228,45	45 723,99	13,01	803,43	46 540,44	1071 449,92	150 146,80
2143	3 362,34	111 112,15	51 229,19	6 722,03	101,60	9,24	15 380,41	708 586,73	13 435,45	91 429,94	82 588,44	3 017,70	0,00	8 547,23	3 324,66	49 031,36	12,88	803,29	49 847,53	1148 694,64	162 724,12
2144	3 462,54	114 423,29	52 755,82	6 922,35	100,58	9,14	15 838,75	768 108,01	14 418,39	98 118,95	88 572,29	3 236,11	0,00	9 162,82	3 423,73	52 580,74	12,75	803,15	53 396,65	1231 949,42	176 409,57
2145	3 565,72	117 833,10	54 327,94	7 128,64	99,57	9,05	16 310,74	832 629,09	15 473,24	105 297,33	94 994,39	3 470,50	0,00	9 826,99	3 525,76	56 390,04	12,63	803,02	57 205,68	1321 697,75	191 303,09
2146	3 671,98	121 344,53	55 946,92	7 341,07	98,58	8,95	16 796,80	902 569,93	16 605,26	113 000,88	101 892,32	3 722,24	0,00	10 543,73	3 630,83	60 481,54	12,50	802,88	61 296,92	1418 470,94	207 504,46
2147	3 781,41	124 960,60	57 614,13	7 559,83	97,59	47,09	17 297,35	133 416,25	17 820,11	121 268,03	42 040,64	1 515,62	0,00	11 317,37	3 739,03	24 746,50	12,37	11 243,19	36 002,07	578 477,10	225 286,67
2148	3 894,09	128 684,42	59 331,03	7 785,12	96,62	46,57	17 812,81	144 623,21	19 123,83	130 140,00	45 070,76	1 624,86	0,00	3 678,49	3 850,45	26 519,91	12,25	11 242,49	37 774,64	603 536,90	237 660,42
2149	4 010,14	132 519,22	61 099,10	8 017,11	95,65	46,06	18 343,63	156 771,56	20 522,92	139 661,04	48 319,28	1 741,98	0,00	3 868,73	3 965,19	28 426,28	12,13	11 241,79	39 680,20	638 661,80	254 289,06
2150	4 129,64	136 468,29	62 919,85	8 256,02	94,69	45,50	18 890,27	169 940,37	22 024,38	149 878,64	51 749,56	1 865,64	0,00	4 071,33	4 083,35	30 439,70	12,01	11 241,10	41 692,81	676 110,36	272 469,18
2151	4 252,70	140 535,05	64 794,86	8 502,05	93,75	44,96	19 453,20	184 215,36	23 635,68	160 843,76	55 423,37	1 998,09	0,00	4 287,18	4 205,04	32 596,03	11,89	11 240,42	43 848,34	716 133,39	292 103,51
2152	4 379,43	144 722,99	66 725,75	8 755,41	92,81	44,42	20 032,91	199 689,45	25 364,87	172 611,09	59 357,98	2 139,94	0,00	4 517,31	4 330,35	34 905,42	11,77	11 239,74	46 156,93	758 921,65	313 316,20
2153	4 509,94	149 035,74	68 714,18	9 016,32	91,88	44,00	20 629,89	216 463,37	27 220,57	185 239,32	63 739,22	2 297,89	0,00	4 762,78	4 459,39	37 475,48	11,65	11 239,07	48 726,20	804 950,68	335 472,45
2154	4 644,34	153 477,00	70 761,86	9 285,01	90,96	43,60	21 244,66	234 646,29	29 212,02	198 791,43	68 464,56	2 468,24	0,00	5 024,83	4 592,28	40 247,10	11,53	11 238,41	51 497,05	854 244,14	359 285,56
2155	4 782,74	158 050,62	72 870,56	9 561,70	90,05	43,21	21 877,75	254 356,58	31 349,17	213 335,01	73 547,65	2 651,49	0,00	5 304,66	4 729,13	43 228,37	11,42	11 237,76	54 477,55	907 027,88	384 950,37
Итого приб.период 2024-2155	**162255,5**	**6015502,8**	**5364668,1**	**2036506,1**	**190089,9**	**9396,6**	**740176,9**	**13491242,1**	**656960,1**	**7565002,1**	**2038665,1**	**74297,8**	**261019,8**	**287491,1**	**461602,6**	**2808947,8**	**23518,3**	**353598,0**	**3186064,1**	**42540940,7**	**5 015,21**
Итого расчет. период 2024-2155	**162255,5**	**6015502,8**	**5364668,1**	**2036506,1**	**190089,9**	**9396,6**	**740176,9**	**13491242,1**	**656960,1**	**7565002,1**	**2038665,1**	**74297,8**	**261019,8**	**287491,1**	**461602,6**	**2808947,8**	**23518,3**	**353598,0**	**3186064,1**	**42540940,7**	**5 015,21**

Таблица 4.2.3.7 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. "ПетроКазахстан КумкольРессорсиз" Вариант 2

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции														Налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тонны нефти
	Затраты на химреагенты	Затраты производственного характера	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Затраты на электроэнергию	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Ремонт скважин	Затраты условно-постоянные зависимые от фонда скважин	Затраты на персонал	Затраты на страхование	Экологические расходы	Транспортировка и подготовка нефти	Затртаты на НИОКР	Прочие производственные расходы	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	тыс. тенге/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2024	171,3	3429,5	1555,7	207,5	2470,0	69,6	406,3	171,5	22,2	150,8	72,8	2,7	124,4	102,6	47,7	280,6	489,3	817,6	9774,4	104,50
2025	153,7	3417,6	1602,1	206,8	2407,0	64,3	429,2	181,2	23,4	159,3	72,6	2,7	105,2	102,3	47,6	305,2	490,1	842,9	9770,1	113,28
2026	154,7	3547,3	1649,8	214,6	2344,1	58,3	453,1	191,3	24,7	168,2	70,9	2,7	85,9	106,1	46,6	297,2	490,8	834,6	9906,3	127,18
2027	153,0	3543,7	1699,0	214,4	2312,6	52,8	484,6	204,6	26,4	179,9	69,4	2,6	87,5	106,0	45,7	293,2	489,9	828,9	9965,4	141,32
2028	153,3	3794,7	1749,6	229,6	2312,6	51,3	525,3	221,8	28,6	195,0	73,1	2,7	88,0	113,5	48,1	293,2	489,1	830,5	10369,6	151,26
2029	152,9	3907,8	1801,7	236,4	2173,9	49,9	540,9	238,8	29,2	198,7	77,1	2,9	91,8	116,9	50,5	275,6	488,4	814,6	10433,4	156,53
2030	152,4	4024,3	1855,4	243,5	2043,4	48,5	557,0	255,3	29,7	202,4	81,3	3,1	92,5	120,4	53,1	259,1	487,7	799,9	10509,2	162,12
2031	152,0	4144,2	1910,7	250,7	1920,8	47,2	573,6	276,7	30,3	206,3	85,8	3,2	93,3	124,0	55,8	243,6	487,5	787,0	10605,9	168,19
2032	151,6	4267,7	1967,6	258,2	1805,6	45,9	590,7	300,0	30,9	210,2	90,4	3,4	94,3	127,7	58,7	228,9	486,8	774,5	10718,8	174,78
2033	151,2	4394,8	2026,3	265,9	1697,2	44,9	608,3	320,6	31,5	214,2	95,4	3,6	95,5	131,5	61,8	215,2	488,2	765,2	10846,1	181,81
2034	150,8	4525,8	2086,7	273,8	1595,4	43,7	626,5	342,7	32,1	218,2	100,6	3,8	96,8	135,4	65,0	202,3	487,6	754,9	10987,1	189,28
2035	150,4	4660,7	2148,8	282,0	1499,7	42,5	645,1	368,8	32,7	222,4	106,2	4,0	98,2	139,5	68,4	190,2	487,0	745,5	11146,4	197,31
2036	150,0	4799,6	2212,9	290,4	1409,7	41,4	664,4	399,8	33,3	226,6	112,1	4,2	99,7	143,6	72,0	178,8	486,3	737,1	11324,6	205,94
2037	149,6	4942,6	2278,8	299,0	1325,1	40,4	684,2	430,2	33,9	230,9	118,4	4,4	101,5	147,9	75,8	168,0	486,7	730,6	11517,4	215,11
2038	154,0	5089,9	2346,7	307,9	1245,6	39,3	704,6	466,4	34,6	235,2	125,0	4,7	103,4	152,3	79,9	157,9	486,1	723,9	11733,5	225,02
2039	158,6	5241,6	2416,7	317,1	1170,9	38,4	725,6	494,6	35,2	239,7	132,0	4,9	105,5	156,8	84,2	148,5	486,8	719,4	11956,9	235,52
2040	163,3	5397,8	2488,7	326,6	1100,6	37,4	747,2	532,1	35,9	244,3	139,3	5,2	107,6	161,5	88,7	139,6	486,3	714,5	12202,0	246,79
2041	168,2	5558,6	2562,8	336,3	1034,6	36,5	769,4	572,5	36,6	248,9	147,2	5,5	110,0	166,3	93,5	131,2	487,1	711,8	12465,3	258,81
2042	173,2	5724,3	2639,2	346,3	972,5	35,7	792,4	625,3	37,3	253,6	155,5	5,8	112,5	171,3	98,6	123,3	488,0	709,9	12754,7	271,78
2043	178,4	5894,9	2717,9	356,6	914,2	35,1	816,0	672,8	38,0	258,4	164,3	6,1	115,2	176,4	104,0	115,9	492,0	711,9	13056,2	285,45
2044	183,7	6070,5	2798,9	367,3	859,3	34,2	840,3	718,3	38,7	263,3	173,7	6,5	118,1	181,6	109,8	109,0	491,6	710,3	13364,7	299,72
2045	189,2	6251,4	2882,3	378,2	807,8	33,5	865,3	772,7	39,4	268,3	183,7	6,9	121,0	187,1	115,9	102,4	493,0	711,3	13698,0	315,03
2046	194,8	6437,7	2968,2	389,5	759,3	32,7	891,1	837,6	40,2	273,4	194,2	7,3	124,1	192,6	122,4	96,3	492,5	711,2	14053,8	331,38
2047	200,6	6629,6	3056,6	401,1	713,7	32,0	917,7	908,0	40,9	278,6	205,5	7,7	127,5	198,4	129,2	90,5	494,2	714,0	14431,8	348,80
2048	206,6	6827,1	3147,7	413,0	670,9	31,3	945,0	976,7	41,7	283,9	217,5	8,1	131,1	204,3	136,6	85,1	493,9	715,5	14820,3	366,96
2049	212,8	7030,6	3241,5	425,3	630,7	30,7	973,2	1058,7	42,5	289,2	230,2	8,6	134,7	210,4	144,4	80,0	496,0	720,3	15239,4	386,46
2050	219,1	7240,1	3338,1	438,0	592,8	30,1	1002,2	1147,6	43,3	294,7	243,8	9,1	138,6	216,6	152,6	75,2	498,3	726,1	15680,3	407,28
2051	225,6	7455,8	3437,6	451,1	557,2	29,4	1032,1	1234,4	44,1	300,3	258,1	9,6	142,8	223,1	161,4	70,7	498,0	730,0	16131,3	429,06
2052	232,3	7678,0	3540,0	464,5	523,8	28,8	1062,8	1317,2	45,0	306,0	273,4	10,2	147,0	229,7	170,7	66,4	497,8	734,9	16593,6	451,85
2053	239,3	7906,8	3645,5	478,3	492,4	28,1	1094,5	1427,8	45,8	311,8	289,6	10,8	151,3	236,6	180,6	62,4	497,4	740,4	17099,0	476,58
2054	246,4	8142,4	3754,1	492,6	462,8	27,5	1127,1	1547,8	46,7	317,7	306,9	11,4	156,1	243,6	191,1	58,7	496,9	746,7	17629,8	502,84
2055	253,7	8385,1	3866,0	507,3	435,1	26,8	1160,7	1677,8	47,6	323,7	325,2	12,1	161,0	250,9	202,3	55,2	496,5	754,0	18187,0	530,72
2056	261,3	8635,0	3981,2	522,4	409,0	26,3	1195,3	1789,8	48,5	329,9	344,8	12,8	166,2	258,4	214,2	51,9	496,5	762,5	18743,3	559,37
2057	269,1	8892,3	4099,9	538,0	384,4	25,7	1230,9	1940,2	49,4	336,1	365,7	13,6	171,4	266,1	226,9	48,7	496,1	771,7	19354,4	590,57
2058	277,1	9157,3	4222,0	554,0	361,4	25,1	1267,6	2086,2	50,3	342,5	387,9	14,4	177,1	274,0	240,3	45,8	495,9	782,1	19979,0	623,19
2059	285,4	9430,2	4347,9	570,5	339,7	24,6	1305,3	2243,1	51,3	349,0	411,5	15,3	182,9	282,2	254,7	43,1	495,8	793,5	20632,2	657,81
2060	293,9	9711,2	4477,4	587,5	319,3	24,4	1344,2	2451,4	52,3	355,6	436,6	16,2	189,0	290,6	269,9	40,5	501,4	811,8	21361,3	695,99
2061	302,6	10000,6	4610,8	605,0	300,1	24,8	1384,3	2592,5	53,2	362,4	463,3	17,2	195,7	299,2	286,1	38,1	521,3	845,5	22057,3	734,28
2062	311,6	10298,6	4748,3	623,0	282,1	24,3	1425,6	2786,9	54,3	369,2	491,8	18,3	201,9	308,2	303,4	35,8	521,2	860,4	22804,3	775,48
2063	320,9	10605,5	4889,7	641,6	265,2	23,8	1468,0	3021,0	55,3	376,2	522,1	19,4	208,8	317,3	321,8	33,6	520,8	876,2	23611,2	820,01
2064	330,5	10921,5	5035,5	660,7	249,3	21,9	1511,8	3137,1	56,3	383,4	519,8	19,3	216,3	326,8	320,5	31,6	522,2	874,3	24264,5	918,35
2065	340,3	11247,0	5185,5	680,4	234,3	21,5	1556,8	3341,0	57,4	390,6	551,7	20,5	222,7	336,5	339,8	29,7	522,6	892,1	25078,4	969,71

Продолжение таблицы 4.2.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2066	350,5	11582,2	5340,0	700,7	220,3	21,0	1603,2	3589,3	58,5	398,0	585,6	21,7	230,2	346,6	360,4	27,9	522,7	910,9	25958,8	1025,29
2067	360,9	11927,3	5499,2	721,6	218,1	20,6	1651,0	3890,8	62,8	427,2	621,9	23,1	238,3	356,9	382,4	27,7	522,3	932,3	26952,0	1086,90
2068	371,7	12282,7	5663,1	743,1	215,9	20,2	1700,2	4217,6	67,4	458,4	660,6	24,5	247,3	367,5	405,8	27,4	522,0	955,2	27995,3	1152,53
2069	382,8	12648,8	5831,8	765,2	213,7	20,3	1750,9	4571,9	72,3	491,9	701,8	26,0	256,7	378,5	430,7	27,1	534,7	992,5	29105,0	1223,02
2070	394,2	13025,7	6005,6	788,0	211,6	19,9	1803,0	4866,6	77,6	527,9	745,6	27,6	266,6	389,7	457,2	26,8	535,5	1019,5	30169,3	1293,77
2071	405,9	13413,9	6184,6	811,5	209,5	21,1	1856,8	5178,6	83,3	566,6	792,4	29,4	276,1	401,4	485,4	26,6	579,9	1091,9	31322,8	1370,53
2072	418,0	13813,6	6368,9	835,7	207,4	20,8	1912,1	5403,8	89,3	608,0	842,2	31,2	286,0	413,3	515,4	26,3	582,2	1123,9	32374,2	1445,09
2073	430,5	14225,2	6558,7	860,6	205,3	20,5	1969,1	5687,1	95,9	652,5	895,3	33,2	295,1	425,6	547,4	26,0	584,0	1157,4	33512,0	1525,79
2074	443,3	14649,1	6754,1	886,2	203,3	20,1	2027,8	6041,5	102,9	700,2	951,9	35,2	305,1	438,3	581,5	25,8	585,2	1192,4	34751,6	1613,63
2075	456,5	15085,7	6955,4	912,7	201,2	19,7	2088,2	6549,0	110,4	751,5	1012,2	37,5	316,0	451,4	617,9	25,5	584,9	1228,3	36175,6	1712,82
2076	470,1	15535,2	7162,7	939,8	199,2	19,4	2150,4	7099,1	118,5	806,4	1076,3	39,8	328,7	464,8	656,5	25,3	584,6	1266,4	37676,9	1819,05
2077	484,1	15998,2	7376,1	967,9	197,2	19,1	2214,5	7538,4	127,2	865,4	1144,7	42,3	342,0	478,7	697,6	25,0	586,2	1308,9	39104,6	1924,87
2078	498,5	16474,9	7595,9	996,7	195,2	18,7	2280,5	8171,6	136,5	928,7	1217,5	45,0	354,4	493,0	741,5	24,8	586,0	1352,2	40759,5	2045,23
2079	513,4	16965,9	7822,3	1026,4	193,3	18,4	2348,5	8673,5	146,5	996,7	1295,2	47,9	369,1	507,6	788,2	24,5	588,0	1400,6	42325,3	2164,65
2080	528,7	17471,5	8055,4	1057,0	191,4	21,0	2418,4	8902,0	157,2	1069,6	1378,1	50,9	382,6	522,8	837,8	24,3	683,8	1545,9	43752,4	2280,33
2081	544,5	17992,1	8295,4	1088,5	189,4	20,7	2490,5	9432,9	168,7	1147,9	1466,4	54,2	393,8	538,4	890,9	24,0	686,1	1601,0	45424,3	2412,28
2082	560,7	18528,3	8542,6	1120,9	187,6	20,3	2564,7	10225,2	181,0	1231,8	1560,7	57,7	408,2	554,4	947,5	23,8	685,8	1657,1	47401,3	2564,54
2083	577,4	19080,4	8797,2	1154,3	185,7	20,0	2641,2	11084,2	194,3	1322,0	1661,2	61,4	425,4	570,9	1007,9	23,5	685,5	1717,0	49492,5	2727,57
2084	594,6	19649,0	9059,4	1188,7	183,8	19,6	2719,9	12015,2	208,5	1418,7	1768,5	65,3	443,7	587,9	1072,4	23,3	685,2	1780,9	51703,7	2902,09
2085	612,3	20234,6	9329,3	1224,1	182,0	19,2	2800,9	13024,5	223,7	1522,5	1883,0	69,5	462,9	605,5	1141,1	23,1	684,9	1849,1	54043,2	3089,03
2086	630,6	20837,6	9607,3	1260,6	180,2	18,9	2884,4	14118,6	240,1	1633,9	2005,1	74,0	483,3	623,5	1214,5	22,8	684,6	1921,9	56519,9	3289,36
2087	649,4	21458,5	9893,6	1298,2	178,4	18,6	2970,3	15304,5	257,7	1753,4	2135,5	78,8	504,8	642,1	1292,7	22,6	684,3	1999,7	59143,3	3504,20
2088	668,7	22098,0	10188,5	1336,9	176,6	18,2	3058,9	16590,1	276,5	1881,7	2274,6	83,9	527,5	661,2	1376,2	22,4	684,1	2082,6	61923,9	3734,69
2089	688,6	22756,5	10492,1	1376,7	174,8	17,9	3150,0	17983,7	296,7	2019,3	2423,0	89,4	551,6	680,9	1465,2	22,2	683,8	2171,2	64872,5	3982,30
2090	709,2	23434,7	10804,7	1417,7	173,1	17,7	3243,9	11651,8	318,4	2167,1	2299,9	84,0	577,1	701,2	1379,7	21,9	780,4	2182,1	59782,5	4233,98
2091	730,3	24133,0	11126,7	1460,0	171,3	17,5	3340,5	12630,5	341,7	2325,6	2457,7	89,8	525,6	722,1	1473,6	21,7	780,2	2275,5	62347,8	4479,00
2092	752,0	24852,2	11458,3	1503,5	169,6	17,3	3440,1	13691,5	366,7	2495,7	2641,1	96,4	547,6	743,6	1582,2	21,5	779,9	2383,6	65159,3	4723,46
2093	774,5	25592,8	11799,8	1548,3	167,9	17,1	3542,6	14841,6	393,6	2678,3	2822,5	103,0	570,9	765,8	1690,1	21,3	779,6	2491,0	68109,6	5007,83
2094	797,5	26355,4	12151,4	1594,4	166,2	16,8	3648,2	16088,3	422,4	2874,3	3016,3	110,1	595,5	788,6	1805,3	21,1	779,4	2605,8	71231,2	5312,27
2095	821,3	27140,8	12513,5	1642,0	164,6	16,5	3756,9	14756,6	453,3	3084,6	3058,0	112,1	621,4	812,1	1835,3	20,9	812,3	2668,5	71622,0	5689,62
2096	845,8	27949,6	12886,4	1690,9	162,9	16,3	3868,9	15996,2	486,4	3310,2	3273,0	119,9	621,9	836,3	1963,3	20,7	812,0	2796,0	74860,7	6023,26
2097	871,0	28782,5	13270,4	1741,3	161,3	16,1	3984,1	17339,9	522,0	3552,4	3503,3	128,4	648,6	861,2	2100,4	20,5	811,8	2932,7	78315,2	6381,85
2098	896,9	29640,2	13665,9	1793,2	159,7	15,9	4102,9	18796,4	560,2	3812,3	3749,9	137,4	676,8	886,9	2247,2	20,2	811,5	3079,0	81973,6	6765,19
2099	923,7	30523,5	14073,1	1846,6	158,1	15,7	4225,1	20375,3	601,2	4091,2	4014,1	147,1	706,6	913,3	2404,4	20,0	811,3	3235,8	85850,4	7175,21
2100	951,2	31433,1	14492,5	1901,6	156,5	15,5	4351,0	22086,9	645,2	4390,5	4297,1	157,4	738,0	940,5	2572,8	19,8	811,1	3403,7	89960,9	7614,03
2101	979,5	32369,8	14924,4	1958,3	155,0	15,3	4480,7	23942,2	692,4	4711,7	4600,3	168,5	771,3	968,6	2753,1	19,6	810,8	3583,6	94321,5	8083,92
2102	1008,7	33334,4	15369,1	2016,7	153,4	15,1	4614,2	25953,3	743,0	5056,4	4925,0	180,4	806,5	997,4	2946,2	19,5	810,6	3776,3	98950,2	8587,36
2103	1038,8	34327,8	15827,1	2076,8	151,9	14,9	4751,7	28133,4	797,4	5426,4	5272,9	193,2	843,9	1027,1	3153,1	19,3	810,4	3982,8	103865,9	9127,03
2104	1069,7	35350,8	16298,8	2138,6	150,3	14,7	4893,3	30496,6	855,7	5823,4	5645,6	206,8	883,4	1057,8	3374,7	19,1	810,2	4203,9	109089,5	9705,85
2105	1101,6	36404,2	16784,5	2202,4	148,8	14,5	5039,2	33058,3	918,3	6249,4	6045,0	221,4	925,3	1089,3	3612,1	18,9	809,9	4440,9	114643,1	10326,99
2106	1134,4	37489,1	17284,7	2268,0	147,4	14,3	5189,3	35835,2	985,5	6706,6	6468,6	236,9	969,8	1121,7	3863,9	18,7	809,7	4692,3	120543,9	11000,36
2107	1168,3	38606,2	17799,7	2335,6	145,9	14,2	5344,0	38845,3	1057,6	7197,3	6922,1	253,5	1017,1	1155,2	4133,5	18,5	809,5	4961,5	126823,4	11724,21
2108	1203,1	39756,7	18330,2	2405,2	144,4	14,0	5503,2	42108,3	1135,0	7723,8	7407,7	271,3	1067,3	1189,6	4422,1	18,3	809,3	5249,7	133509,4	12502,74
2109	1238,9	40941,5	18876,4	2476,9	143,0	13,8	5667,2	45645,4	1218,0	8288,9	7927,5	290,3	1120,6	1225,0	4731,0	18,1	809,1	5558,3	140631,7	13340,50
2110	1275,8	42161,5	19438,9	2550,7	141,6	13,6	5836,1	49479,7	1307,1	8895,3	8484,2	310,7	1177,4	1261,5	5061,8	17,9	808,9	5888,6	148222,7	14242,47
2111	1313,9	43417,9	20018,2	2626,7	140,1	13,5	6010,0	53636,0	1402,8	9546,1	9080,1	332,5	1237,8	1299,1	5415,9	17,8	808,7	6242,4	156317,0	15214,05
2112	1353,0	44711,8	20614,7	2705,0	138,7	13,3	6189,1	58141,4	1505,4	10244,5	9718,3	355,8	1302,1	1337,8	5795,1	17,6	808,5	6621,1	164952,1	16261,13
2113	1393,3	46044,2	21229,1	2785,6	137,3	13,1	6373,5	63025,2	1615,5	10994,0	10401,7	380,8	1370,7	1377,7	6201,0	17,4	808,3	7026,7	174168,5	17390,13
2114	1434,9	47416,3	21861,7	2868,6	136,0	12,9	6563,5	68319,4	1733,7	11798,3	11133,5	407,6	1443,8	1418,8	6635,7	17,2	808,1	7461,0	184009,8	18608,03
2115	1477,6	48829,3	22513,2	2954,1	134,6	12,8	6759,1	74058,2	1860,6	12661,4	11917,1	436,2	1521,7	1461,1	7101,2	17,1	807,9	7926,1	194523,1	19922,45
2116	1521,6	50284,4	23184,1	3042,1	133,3	12,6	6960,5	80279,1	1996,7	13587,7	12756,3	466,9	1605,0	1504,6	7599,6	16,9	807,7	8424,2	205759,2	21341,69
2117	1567,0	51782,9	23874,9	3132,7	131,9	12,5	7167,9	87022,5	2142,8	14581,8	13655,1	499,8	1693,9	1549,4	8133,4	16,7	807,5	8957,6	217772,9	22874,80
2118	1613,7	53326,0	24586,4	3226,1	130,6	12,3	7381,5	94332,4	2299,5	15648,6	14617,7	535,0	1788,8	1595,6	8705,0	16,6	807,3	9528,9	230623,3	24531,62
2119	1661,8	54915,2	25319,1	3322,2	129,3	12,2	7601,5	102256,3	2467,8	16793,5	15648,7	572,7	1890,4	1643,2	9317,2	16,4	807,1	10140,7	244374,5	26322,91
2120	1711,3	56551,6	26073,6	3421,2	128,0	12,0	7828,0	110845,9	2648,3	18022,1	16760,9	613,4	1999,0	1692,1	9977,5	16,2	806,9	10800,7	259108,2	28248,55
2121	1762,3	58236,9	26850,6	3523,2	126,7	11,9	8061,3	120156,9	2842,1	19340,6	17953,0	657,0	2115,3	1742,5	10685,1	16,1	806,8	11508,0	274888,2	30331,18
2122	1814,8	59972,3	27650,7	3628,2	125,5	11,7	8301,5	130250,1	3050,0	20755,6	19230,6	703,7	2239,7	1794,5	11443,6	15,9	806,6	12266,1	291795,0	32584,49

Продолжение таблицы 4.2.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2123	1868,9	61759,5	28474,7	3736,3	124,2	11,6	8548,9	141191,1	3273,1	22274,0	20600,1	753,7	2373,0	1847,9	12256,4	15,8	806,4	13078,6	309915,9	35023,37
2124	1924,6	63599,9	29323,3	3847,7	123,0	11,4	8803,7	153051,2	3512,6	23903,6	22068,1	807,4	2515,9	1903,0	13127,7	15,6	806,2	13949,5	329344,9	37664,08
2125	1981,9	65495,2	30197,1	3962,3	121,7	11,3	9066,0	165907,5	3769,6	25652,4	23643,4	865,0	2669,1	1959,7	14062,6	15,4	806,1	14884,1	350186,4	40521,78
2126	2041,0	67447,0	31097,0	4080,4	120,5	11,2	9336,2	179843,7	4045,4	27529,1	25332,2	926,7	2833,4	2018,1	15064,9	15,3	805,9	15886,1	372547,8	43617,98
2127	2101,8	69456,9	32023,7	4202,0	119,3	11,1	9614,4	194950,6	4341,3	29543,1	27142,8	992,9	3009,7	2078,3	16139,4	15,1	805,7	16960,2	396548,0	46973,68
2128	2164,5	71526,7	32978,0	4327,2	118,1	10,9	9900,9	211326,4	4658,9	31704,5	29084,2	1063,8	3198,9	2140,2	17291,4	15,0	805,6	18111,9	422315,2	50611,81
2129	2229,0	73658,2	33960,7	4456,2	116,9	10,8	10195,9	229077,8	4999,8	34024,0	31165,7	1139,9	3402,2	2204,0	18526,6	14,8	805,4	19346,8	449987,9	54557,36
2130	2295,4	75853,2	34972,8	4588,9	115,8	10,7	10499,8	248320,4	5365,5	36513,2	33402,1	1221,6	3620,5	2269,7	19853,5	14,7	805,2	20673,4	479723,0	58830,84
2131	2363,8	78113,6	36015,0	4725,7	114,6	10,6	10812,7	269179,3	5758,1	39184,5	35800,7	1309,2	3855,1	2337,3	21276,6	14,5	805,1	22096,2	511676,4	63467,53
2132	2434,2	80441,4	37088,2	4866,5	113,5	10,4	11134,9	291790,3	6179,4	42051,3	38373,3	1403,2	4107,4	2406,9	22802,9	14,4	804,9	23622,2	546023,2	68499,69
2133	2506,8	82838,6	38193,4	5011,5	112,3	10,3	11466,7	316300,7	6631,4	45127,7	41132,8	1504,0	4378,7	2478,7	24440,1	14,2	804,8	25259,1	582952,8	73962,49
2134	2581,5	85307,2	39331,6	5160,9	111,2	10,2	11808,4	342870,0	7116,6	48429,3	44092,7	1612,1	4670,5	2552,5	26196,1	14,1	804,6	27014,8	622669,6	79894,32
2135	2658,4	87849,3	40503,7	5314,7	110,1	10,1	12160,3	371671,1	7637,2	51972,4	47268,0	1728,1	4984,6	2628,6	28079,8	14,0	804,5	28898,2	665394,9	86337,01
2136	2737,6	90467,2	41710,7	5473,1	109,0	10,0	12522,7	402891,4	8196,0	55774,7	50674,4	1852,5	5322,7	2706,9	30100,6	13,8	804,3	30918,7	711367,6	93336,21
2137	2819,2	93163,2	42953,7	5636,2	107,9	9,9	12895,9	436734,3	8795,6	59855,2	54328,9	1986,0	5686,8	2787,6	32268,5	13,7	804,2	33086,3	760846,5	100941,71
2138	2903,2	95939,4	44233,7	5804,1	106,8	9,8	13280,2	473420,0	9439,1	64234,2	58249,8	2129,2	6078,9	2870,7	34594,4	13,5	804,0	35411,9	814110,9	109207,82
2139	2989,7	98798,4	45551,8	5977,1	105,8	9,7	13675,9	513187,3	10129,7	68933,5	62456,7	2282,8	6501,4	2956,2	37089,9	13,4	803,9	37907,1	871463,1	118193,77
2140	3078,8	101742,6	46909,3	6155,2	104,7	9,5	14083,5	556295,0	10870,7	73976,7	66970,8	2447,6	6956,6	3044,3	39767,5	13,3	803,7	40584,5	933229,9	127964,18
2141	3170,6	104774,5	48307,2	6338,6	103,7	9,4	14503,1	603023,8	11666,0	79388,8	71814,6	2624,4	7447,4	3135,0	42640,7	13,1	803,6	43457,4	999764,8	138589,56
2142	3265,0	107896,8	49746,7	6527,5	102,6	9,3	14935,3	653677,8	12519,5	85196,9	77012,6	2814,2	7976,6	3228,4	45724,0	13,0	803,4	46540,4	1071449,9	150146,80
2143	3362,3	111112,1	51229,2	6722,0	101,6	9,2	15380,4	708586,7	13435,5	91429,9	82588,4	3017,7	8547,2	3324,7	49031,4	12,9	803,3	49847,5	1148694,6	162724,12
2144	3462,5	114423,3	52755,8	6922,3	100,6	9,1	15838,7	768108,0	14418,4	98118,9	88572,3	3236,1	9162,8	3423,7	52580,7	12,8	803,2	53396,6	1231949,4	176409,57
2145	3565,7	117833,1	54327,9	7128,6	99,6	9,0	16310,7	832629,1	15473,2	105297,3	94994,4	3470,5	9827,0	3525,8	56390,0	12,6	803,0	57205,7	1321697,8	191303,09
2146	3672,0	121344,5	55946,9	7341,1	98,6	8,9	16796,8	902569,9	16605,3	113000,9	101892,3	3722,2	10543,7	3630,8	60481,5	12,5	802,9	61296,9	1418470,9	207504,46
2147	3781,4	124960,6	57614,1	7559,8	97,6	47,1	17297,3	133416,2	17820,1	121268,0	42040,6	1515,6	11317,4	3739,0	24746,5	12,4	11243,2	36002,1	578477,1	225286,67
2148	3894,1	128684,4	59331,0	7785,1	96,6	46,6	17812,8	144623,2	19123,8	130140,0	45070,8	1624,9	3678,5	3850,4	26519,9	12,3	11242,5	37774,6	603536,9	237660,42
2149	4010,1	132519,2	61099,1	8017,1	95,7	46,1	18343,6	156771,6	20522,9	139661,0	48319,3	1742,0	3868,7	3965,2	28426,3	12,1	11241,8	39680,2	638661,8	254289,06
2150	4129,6	136468,3	62919,9	8256,0	94,7	45,5	18890,3	169940,4	22024,4	149878,6	51749,6	1865,6	4071,3	4083,4	30439,7	12,0	11241,1	41692,8	676110,4	272469,18
2151	4252,7	140535,0	64794,9	8502,1	93,7	45,0	19453,2	184215,4	23635,7	160843,8	55423,4	1998,1	4287,2	4205,0	32596,0	11,9	11240,4	43848,3	716133,4	292103,51
2152	4379,4	144723,0	66725,8	8755,4	92,8	44,4	20032,9	199689,5	25364,9	172611,1	59358,0	2139,9	4517,3	4330,3	34905,4	11,8	11239,7	46156,9	758921,6	313316,20
2153	4509,9	149035,7	68714,2	9016,3	91,9	44,0	20629,9	216463,4	27220,6	185239,3	63739,2	2297,9	4762,8	4459,4	37475,5	11,7	11239,1	48726,2	804950,7	335472,45
2154	4644,3	153477,0	70761,9	9285,0	91,0	43,6	21244,7	234646,3	29212,0	198791,4	68464,6	2468,2	5024,8	4592,3	40247,1	11,5	11238,4	51497,1	854244,1	359285,56
2155	4782,7	158050,6	72870,6	9561,7	90,1	43,2	21877,7	254356,6	31349,2	213335,0	73547,6	2651,5	5304,7	4729,1	43228,4	11,4	11237,8	54477,6	907027,9	384950,37
Итого приб.период 2024-2155	**162255,5**	**5348361,2**	**2465987,1**	**323563,7**	**57518,5**	**3132,3**	**740176,9**	**13491242,1**	**460721,9**	**3135269,3**	**2038665,1**	**74297,8**	**227412,8**	**160031,7**	**1209342,3**	**7260,7**	**182580,9**	**1399183,9**	**30087819,9**	**9818,76**
Итого расчет. период 2024-2155	**162255,5**	**5348361,2**	**2465987,1**	**323563,7**	**57518,5**	**3132,3**	**740176,9**	**13491242,1**	**460721,9**	**3135269,3**	**2038665,1**	**74297,8**	**227412,8**	**160031,7**	**1209342,3**	**7260,7**	**182580,9**	**1399183,9**	**30087819,9**	**9818,76**

Таблица 4.2.3.8 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции										Налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тонны нефти
	Затраты производственного характера	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Затраты на электроэнергию	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты на персонал	Затраты на страхование	Операционные затраты по ГУП	Затраты на НИОКР	Прочие производственные расходы	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	тыс. тенге/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	654,3	3054,4	1680,0	2090,2	118,4	219,5	270,0	256,0	125,0	317,8	140,0	180,0	165,0	485,0	9270,5	54,30
2025	693,7	3145,4	1781,2	2028,7	106,9	184,7	78,7	271,4	83,9	327,2	184,2	180,0	152,0	516,2	9218,0	60,84
2026	727,2	3239,2	1867,1	2028,7	95,3	200,2	78,7	284,5	85,4	337,0	164,3	179,0	132,0	475,3	9418,5	70,31
2027	757,1	3335,7	1943,9	2021,0	84,6	216,2	78,7	296,2	87,8	347,0	146,7	159,0	132,0	437,7	9606,0	81,14
2028	790,7	3435,1	2030,3	2005,6	76,1	232,6	78,7	309,4	90,0	357,4	132,2	150,0	132,0	414,2	9820,1	92,99
2029	814,3	3537,5	2090,8	1990,3	67,0	239,5	78,7	318,6	92,4	368,0	117,9	142,0	132,0	391,9	9988,9	107,68
2030	838,6	3642,9	2153,1	1990,3	60,1	246,7	85,3	328,1	94,3	379,0	107,0	252,4	525,5	884,9	10703,1	129,20
2031	863,5	3751,4	2217,2	1959,5	59,4	254,0	92,5	337,9	96,4	390,3	114,0	248,5	524,7	887,2	10909,3	133,47
2032	889,3	3863,2	2283,3	1921,1	58,6	261,6	100,3	347,9	98,3	401,9	121,4	243,6	524,0	889,0	11114,5	137,82
2033	915,8	3978,3	2351,3	1890,4	57,8	269,4	108,7	358,3	100,3	413,9	129,4	239,7	523,2	892,3	11336,4	142,47
2034	943,1	4096,9	2421,4	1867,3	57,2	277,4	117,8	369,0	102,4	426,2	137,9	236,8	524,0	898,6	11577,3	147,45
2035	971,2	4219,0	2493,6	1844,3	56,5	285,7	127,7	380,0	104,6	438,9	147,0	233,9	523,3	904,1	11825,5	152,62
2036	1000,1	4344,7	2567,9	1821,2	55,8	294,2	138,4	391,3	106,9	452,0	156,7	230,9	522,6	910,2	12082,7	158,01
2037	1029,9	4474,2	2644,4	1805,8	55,1	303,0	150,1	403,0	109,3	465,5	167,1	229,0	521,9	918,0	12358,1	163,75
2038	1060,6	4607,5	2723,2	1782,8	54,4	312,0	162,7	415,0	111,8	479,4	178,2	226,1	521,2	925,5	12634,7	169,62
2039	1092,2	4744,8	2804,3	1744,4	54,0	321,3	176,3	427,3	114,3	493,6	190,1	221,2	524,0	935,3	12908,0	175,57
2040	1124,8	4886,2	2887,9	1729,0	53,5	330,9	191,1	440,1	116,8	508,3	202,9	219,2	524,6	946,7	13215,2	182,10
2041	1158,3	5031,8	2974,0	1705,9	52,9	340,7	207,2	453,2	119,6	523,5	216,5	216,3	525,3	958,1	13525,2	188,81
2042	1192,8	5181,8	3062,6	1698,3	52,3	350,9	224,6	466,7	122,4	539,1	231,1	215,3	524,6	971,1	13862,4	196,04
2043	1228,3	5336,2	3153,9	1659,8	52,1	361,3	243,5	480,6	125,4	555,2	246,7	210,5	528,8	985,9	14182,2	203,17
2044	1264,9	5495,2	3247,9	1613,7	51,5	372,1	263,9	494,9	128,3	571,7	263,3	204,6	528,5	996,4	14500,5	210,39
2045	1302,6	5659,0	3344,6	1583,0	51,0	383,2	286,1	509,7	131,1	588,7	281,2	200,7	529,9	1011,8	14850,8	218,23
2046	1341,5	5827,6	3444,3	1559,9	50,8	394,6	310,1	524,8	134,2	606,3	300,3	197,8	533,5	1031,6	15225,8	226,59
2047	1381,4	6001,3	3547,0	1521,5	50,2	406,4	336,2	540,5	137,5	624,4	320,8	192,9	533,4	1047,2	15593,4	235,01
2048	1422,6	6180,1	3652,6	1506,1	49,6	418,5	364,4	556,6	140,7	643,0	342,7	191,0	533,1	1066,9	16001,1	244,21
2049	1465,0	6364,3	3761,5	1483,1	49,0	431,0	395,0	573,2	144,3	662,1	366,2	188,1	532,7	1087,0	16415,4	253,70
2050	1508,7	6553,9	3873,6	1452,4	49,4	443,8	428,2	590,3	147,9	681,9	391,3	184,2	543,1	1118,6	16848,5	263,67
2051	1553,6	6749,2	3989,0	1444,7	48,9	457,0	464,2	607,9	151,5	702,2	418,2	183,2	542,6	1144,0	17312,1	274,32
2052	1599,9	6950,4	4107,9	1429,3	48,6	470,6	503,2	626,0	155,5	723,1	447,1	181,2	545,7	1173,9	17788,4	285,39
2053	1647,6	7157,5	4230,3	1421,6	48,4	484,7	545,4	644,6	159,6	744,6	478,7	180,3	548,8	1207,7	18292,0	296,60
2054	1696,7	7370,8	4356,4	1413,9	49,2	499,1	591,2	663,8	163,8	766,8	512,6	179,3	563,3	1255,2	18827,0	308,53
2055	1747,2	7590,4	4486,2	1413,9	48,7	514,0	640,9	683,6	168,2	789,7	549,0	179,3	562,7	1291,0	19373,8	320,86
2056	1799,3	7816,6	4619,9	1398,6	48,3	529,3	694,7	704,0	172,7	813,2	588,0	177,3	562,8	1328,2	19924,8	333,49
2057	1852,9	8049,5	4757,6	1390,9	47,8	545,1	753,1	725,0	177,3	837,5	629,8	176,4	562,5	1368,7	20505,3	346,84
2058	1908,1	8289,4	4899,3	1375,5	47,8	561,3	816,4	746,6	182,1	862,4	674,7	174,4	567,6	1416,7	21105,6	360,76
2059	1965,0	8536,4	5045,3	1367,8	47,4	578,0	884,9	768,8	186,9	888,1	722,8	173,4	567,5	1463,8	21732,5	375,40
2060	2023,6	8790,8	5195,7	1352,5	47,4	595,3	959,3	791,7	192,0	914,6	773,9	171,5	573,3	1518,7	22381,4	390,94
2061	2083,9	9052,8	5350,5	1344,8	46,9	613,0	1039,8	815,3	197,1	941,8	828,7	170,5	573,2	1572,3	23058,3	407,27
2062	2146,0	9322,6	5510,0	1337,1	47,0	631,3	1127,2	839,6	202,5	969,9	887,4	169,5	580,4	1637,3	23770,4	424,54
2063	2209,9	9600,4	5674,2	1321,7	46,6	650,1	1221,9	864,6	208,0	998,8	950,3	167,6	580,3	1698,3	24494,4	442,34
2064	2275,8	9886,5	5843,2	1314,0	46,2	669,5	1324,5	890,4	213,7	1028,6	1017,8	166,6	581,0	1765,4	25257,7	461,19
2065	2343,6	10181,1	6017,4	1306,3	45,7	689,4	1435,8	916,9	219,5	1059,2	1090,2	165,6	580,7	1836,5	26051,5	480,96

Продолжение таблицы 4.2.3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2066	2413,4	10484,5	6196,7	1306,3	45,2	710,0	1556,4	944,3	225,6	1090,8	1167,8	165,6	580,0	1913,4	26886,5	501,86
2067	2485,4	10796,9	6381,4	1298,7	44,8	731,1	1687,1	972,4	231,9	1123,3	1251,0	164,7	580,6	1996,2	27749,1	523,67
2068	2559,4	11118,7	6571,5	1291,0	44,3	752,9	1828,8	1001,4	238,3	1156,8	1340,2	163,7	580,4	2084,3	28647,4	546,57
2069	2635,7	11450,0	6767,4	1291,0	43,9	775,3	1982,4	1031,2	245,0	1191,2	1435,8	163,7	580,2	2179,8	29592,9	570,80
2070	2714,2	11791,2	6969,0	1267,9	43,5	798,4	2149,0	1061,9	251,9	1226,7	1538,4	160,8	581,2	2280,4	30554,3	595,79
2071	2795,1	12142,6	7176,7	1260,2	43,1	822,2	2329,5	1093,6	258,7	1263,3	1648,4	159,8	581,2	2389,4	31574,5	622,40
2072	2878,4	12504,4	7390,6	1252,6	44,0	846,7	2525,2	1126,2	266,0	1300,9	1766,4	158,8	598,4	2523,5	32658,5	650,77
2073	2964,2	12877,1	7610,8	1237,2	43,6	872,0	2737,3	1159,7	273,4	1339,7	1892,9	156,9	599,1	2648,9	33763,8	680,09
2074	3052,5	13260,8	7837,6	1221,8	43,2	897,9	2967,2	1194,3	281,0	1379,6	2028,6	154,9	600,0	2783,5	34919,6	710,99
2075	3143,5	13656,0	8071,2	1214,1	42,9	924,7	3216,5	1229,9	288,9	1420,7	2174,1	154,0	601,0	2929,1	36137,4	743,73
2076	3237,2	14062,9	8311,7	1198,8	42,6	952,3	3486,6	1266,5	297,0	1463,1	2330,2	152,0	602,1	3084,4	37403,0	778,06
2077	3333,6	14482,0	8559,4	1183,4	42,2	980,6	3779,5	1304,3	305,3	1506,7	2497,7	150,1	603,4	3251,2	38728,3	814,28
2078	3433,0	14913,6	8814,4	1175,7	41,9	1009,9	4097,0	1343,2	313,9	1551,6	2677,4	149,1	603,8	3430,3	40124,4	852,66
2079	3535,3	15358,0	9077,1	1152,7	41,7	1040,0	4441,1	1383,2	322,8	1597,8	2870,1	146,2	606,6	3622,9	41572,5	892,87
2080	3640,6	15815,7	9347,6	1145,0	41,3	1071,0	4814,2	1424,4	331,9	1645,4	3076,8	145,2	607,2	3829,2	43106,2	935,67
2081	3749,1	16287,0	9626,2	1137,3	41,1	1102,9	5218,6	1466,8	341,3	1694,5	3298,6	144,2	609,3	4052,1	44716,8	980,94
2082	3860,8	16772,3	9913,0	1121,9	41,0	1135,7	5656,9	1510,6	351,0	1744,9	3536,6	142,3	614,5	4293,3	46401,7	1028,68
2083	3975,9	17272,1	10208,4	1114,2	43,2	1169,6	6132,1	1555,6	361,0	1796,9	3791,9	141,3	654,0	4587,2	48216,4	1080,20
2084	4094,4	17786,9	10512,6	1106,6	42,9	1204,4	6647,2	1601,9	371,4	1850,5	4062,3	140,3	655,1	4857,7	50076,5	1134,68
2085	4216,4	18316,9	10825,9	1091,2	45,6	1240,3	7205,6	1649,7	382,0	1905,6	4352,3	138,4	703,4	5194,1	52073,3	1193,36
2086	4342,0	18862,7	11148,5	1083,5	45,2	1277,3	7810,9	1698,8	392,9	1962,4	4662,9	137,4	704,8	5505,1	54129,4	1254,64
2087	4471,4	19424,9	11480,8	860,7	40,5	1315,3	8467,0	1749,4	404,2	2020,9	3624,6	109,1	888,8	4622,5	54857,6	1788,08
2088	4604,7	20003,7	11822,9	860,7	40,3	1354,5	9178,2	1801,6	413,6	2081,1	3896,1	109,1	890,6	4895,9	57057,2	1874,13
2089	4741,9	20599,8	12175,2	860,7	40,0	1394,9	9949,2	1855,3	425,7	2143,1	4188,3	109,1	890,0	5187,4	59373,2	1965,22
2090	4883,2	21213,7	12538,0	860,7	40,0	1436,5	10784,9	1910,6	438,1	2207,0	4502,6	109,1	894,9	5506,6	61819,2	2061,91
2091	5028,7	21845,9	12911,7	860,7	39,7	1479,3	11690,8	1967,5	450,9	2272,8	4840,6	109,1	894,3	5844,1	64392,0	2164,19
2092	5178,6	22496,9	13296,4	860,7	39,4	1523,4	12672,9	2026,1	464,1	2340,5	5204,3	109,1	893,7	6207,2	67106,0	2272,67
2093	5332,9	23167,3	13692,7	860,7	39,1	1568,8	13737,4	2086,5	477,6	2410,3	5595,6	109,1	893,1	6597,8	69970,9	2387,79
2094	5491,8	23857,7	14100,7	853,0	38,9	1615,5	14891,3	2148,7	491,6	2482,1	6016,5	108,2	896,4	7021,0	72992,3	2509,88
2095	5655,5	24568,6	14520,9	845,3	43,4	1663,7	16142,2	2212,7	505,9	2556,1	6469,3	107,2	1005,6	7582,1	76296,2	2643,44
2096	5824,0	25300,8	14953,6	845,3	43,1	1713,2	17498,1	2278,6	520,7	2632,2	6956,5	107,2	1004,9	8068,6	79678,3	2781,56
2097	5997,6	26054,7	15399,2	845,3	42,7	1764,3	18968,0	2346,6	535,9	2710,7	7480,7	107,2	1004,3	8592,2	83257,1	2928,51
2098	6176,3	26831,2	15858,1	845,3	42,4	1816,9	20561,3	2416,5	551,6	2791,4	8044,4	107,2	1003,6	9155,3	87046,2	3085,02
2099	6360,3	27630,7	16330,7	845,3	42,1	1871,0	22288,4	2488,5	567,8	2874,6	8651,0	107,2	1003,0	9761,1	91060,7	3251,73
2100	6549,9	28454,1	16817,4	845,3	41,8	1926,8	24160,7	2562,6	584,4	2960,3	9303,6	107,2	1002,4	10413,1	95316,4	3429,41
2101	6745,1	29302,1	17318,5	845,3	41,5	1984,2	26190,2	2639,0	601,6	3048,5	10005,8	107,2	1001,7	11114,7	99830,6	3618,90
2102	6946,1	30175,3	17834,6	845,3	41,2	2043,3	28390,1	2717,7	619,2	3139,4	10761,2	107,2	1001,1	11869,5	104621,6	3821,16
2103	7153,1	31074,5	18366,1	845,3	40,9	2104,2	30774,9	2798,6	637,4	3232,9	11574,0	107,2	1000,5	12681,7	109709,5	4037,13
2104	7366,2	32000,5	18913,4	845,3	40,5	2166,9	33360,0	2882,0	656,2	3329,2	12448,5	107,2	999,9	13555,6	115115,9	4267,89
2105	7585,7	32954,1	19477,0	814,5	41,1	2231,5	36162,2	2967,9	675,4	3428,5	13180,3	103,3	1036,4	14320,0	120658,0	4579,64
2106	7811,8	33936,2	20057,4	814,5	40,8	2298,0	39199,9	3056,4	695,0	3530,6	14178,4	103,3	1035,8	15317,5	126758,1	4846,66
2107	8044,6	34947,5	20655,2	814,5	40,5	2366,4	42492,7	3147,5	715,5	3635,8	15252,6	103,3	1035,2	16391,1	133251,2	5132,42
2108	8284,3	35988,9	21270,7	814,5	40,6	2437,0	46062,0	3241,2	736,5	3744,2	16408,7	103,3	1046,4	17558,4	140178,5	5438,87
2109	8531,2	37061,4	21904,5	814,5	40,3	2509,6	49931,3	3337,8	758,2	3855,8	17653,0	103,3	1045,8	18802,1	147546,7	5766,68
2110	8785,4	38165,8	22557,3	814,5	40,1	2584,4	54125,5	3437,3	780,6	3970,7	18992,2	103,3	1045,2	20140,7	155402,2	6118,08
2111	9047,2	39303,1	23229,5	814,5	39,8	2661,4	58672,0	3539,7	803,6	4089,0	20433,7	103,3	1044,6	21581,5	163781,4	6494,96
2112	9316,8	40474,4	23921,7	814,5	54,6	2740,7	63600,5	3645,2	827,2	4210,8	21985,1	103,3	1443,9	23532,3	173138,9	6915,97
2113	9594,5	41680,5	24634,6	814,5	54,2	2822,4	68942,9	3753,8	851,8	4336,3	23655,1	103,3	1443,1	25201,5	182687,0	7350,29
2114	9880,4	42922,6	25368,7	814,5	53,8	2906,5	74734,1	3865,7	876,9	4465,5	25452,6	103,3	1442,3	26998,2	192887,0	7816,83
2115	10174,8	44201,7	26124,7	814,5	53,4	2993,1	81011,8	3980,9	902,8	4598,6	27387,5	103,3	1441,5	28932,2	203788,6	8318,24
2116	10478,0	45518,9	26903,2	814,5	53,1	3082,3	87816,8	4099,5	929,4	4735,7	29470,3	103,3	1440,7	31014,2	215445,6	8857,37
2117	10790,3	46875,3	27704,9	814,5	52,7	3174,1	95193,4	4221,7	956,9	4876,8	31712,3	103,3	1439,9	33255,5	227916,1	9437,35
2118	11111,8	48272,2	28530,6	814,5	52,3	3268,7	103189,6	4347,5	985,1	5022,1	34125,9	103,3	1439,1	35668,2	241262,8	10061,57
2119	11443,0	49710,7	29380,8	814,5	51,9	3366,1	111857,6	4477,1	1014,2	5171,8	36724,1	103,3	1438,3	38265,7	255553,3	10733,70
2120	11784,0	51192,1	30256,3	814,5	51,6	3466,4	121253,6	4610,5	1044,2	5325,9	39521,2	103,3	1437,5	41062,0	270861,0	11457,74

Продолжение таблицы 4.2.3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2121	12135,1	52717,6	31157,9	814,5	51,2	3569,7	131438,9	4747,9	1075,0	5484,6	42532,4	103,3	1436,7	44072,4	287265,0	12238,04
2122	12496,7	54288,6	32086,5	814,5	50,8	3676,1	142479,8	4889,4	1106,8	5648,0	45774,2	103,3	1436,0	47313,5	304850,7	13079,33
2123	12869,2	55906,4	33042,6	814,5	50,5	3785,7	154448,1	5035,1	1139,5	5816,4	49264,4	103,3	1435,2	50802,9	323710,8	13986,74
2124	13252,7	57572,4	34027,3	814,5	50,1	3898,5	167421,7	5185,1	1173,2	5989,7	53013,2	103,3	1434,5	54550,9	343936,2	14967,98
2125	13647,6	59288,1	35041,3	814,5	49,8	4014,7	181485,1	5339,6	1207,9	6168,2	57048,6	103,3	1433,7	58585,6	365642,4	16027,31
2126	14054,3	61054,9	36085,5	814,5	49,1	4134,3	196729,9	5498,7	1243,6	6352,0	60985,2	103,3	1433,0	62521,4	388538,3	17268,79
2127	14473,1	62874,3	37160,9	814,5	48,4	4257,5	213255,2	5662,6	1280,4	6541,3	65198,9	103,3	1432,2	66734,4	413102,6	18615,54
2128	14904,4	64748,0	38268,3	814,5	47,6	4384,4	231168,6	5831,4	1318,3	6736,2	69479,6	103,3	1431,5	71014,4	439236,0	20133,32
2129	15348,5	66677,5	39408,7	814,5	46,8	4515,0	250586,8	6005,1	1357,3	6936,9	74051,3	103,3	1430,8	75585,3	467282,6	21784,16
2130	15805,9	68664,5	40583,1	814,5	46,0	4649,6	271636,1	6184,1	1397,5	7143,7	78934,3	103,3	1430,1	80467,6	497392,6	23580,22
2131	16276,9	70710,7	41792,4	814,5	45,2	4788,1	294453,5	6368,4	1438,9	7356,5	84150,6	103,3	1429,4	85683,3	529728,5	25534,80
2132	16762,0	72817,8	43037,9	814,5	44,5	4930,8	401842,7	6558,1	1481,5	7575,8	89805,4	103,3	1428,7	91337,4	647203,1	31729,53
2133	17261,5	74987,8	44320,4	57,6	156,8	5077,8	30820,6	6753,6	1525,4	7801,5	35271,3	7,3	13863,3	49141,9	237904,9	32119,04
2134	17775,9	77222,4	45641,1	57,6	152,9	5229,1	33409,5	6954,8	1564,2	8034,0	37274,0	7,3	13860,9	51142,2	247183,8	34227,46
2135	18305,6	79523,7	47001,2	57,6	149,1	5384,9	36215,9	7162,1	1610,7	8273,4	39390,6	7,3	13858,6	53256,5	256940,8	36490,76
2136	18851,1	81893,5	48401,9	57,6	145,4	5545,4	39258,0	7375,5	1658,6	8520,0	41627,5	7,3	13856,4	55491,2	267198,2	38920,54
2137	19412,9	84333,9	49844,2	57,6	142,0	5710,6	42555,7	7595,3	1707,9	8773,9	44081,4	7,3	13854,2	57942,9	278077,0	41458,72
2138	19991,4	86847,1	51329,6	57,6	138,4	5880,8	46130,4	7821,7	1758,7	9035,3	46559,4	7,3	13852,1	60418,8	289409,8	44279,31
Итого приб.период 2024-2138	**667141,6**	**2898681,0**	**1712942,3**	**132571,3**	**6264,3**	**196238,3**	**4429732,8**	**261019,8**	**60078,3**	**301570,8**	**1599605,5**	**16257,6**	**171017,1**	**1786880,1**	**12453120,8**	**2298,44**
Итого расчет. период 2024-2138	**667141,6**	**2898681,0**	**1712942,3**	**132571,3**	**6264,3**	**196238,3**	**4429732,8**	**261019,8**	**60078,3**	**301570,8**	**1599605,5**	**16257,6**	**171017,1**	**1786880,1**	**12453120,8**	**2298,44**

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода приведены в таблицах 4.2.3.9; 4.2.3.10 – в целом по месторождению; 4.2.3.11 – для АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз»; 4.2.3.12 – для АО «Тургай-Петролеум».

Расчет балансовой прибыли и налогооблагаемого дохода, приведен в таблицах 4.2.3.13; 4.2.3.14 – в целом по месторождению; 4.2.3.15 – для АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз»; 4.2.3.16 – для АО «Тургай-Петролеум».

Расчет экономических показателей приведен на основании следующих исходных данных:

Обслуживающий персонал рассчитан по Нормативам численности с учетом существующего количества работников и структуры численности предприятия;

Среднемесячная заработная плата одного работника промышленно-производственного персонала для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» принята в размере 11,2 млн.тенге в год, административно-управленческого 13,5 млн.тенге в год, без учета налогов и отчислений, зависящих от Фонда оплаты труда (ФОТ);

Среднемесячная заработная плата одного работника промышленно-производственного персонала для АО «Тургай-Петролеум» принята в размере 8,0 млн.тенге в год, административно-управленческого 13,7 млн.тенге в год, без учета налогов и отчислений, зависящих от Фонда оплаты труда (ФОТ);

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записки;

Амортизационные отчисления, для целей налогообложения, определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему. Амортизационные отчисления по нематериальным активам и историческим затратам определяются, по линейному методу;

Эксплуатационные затраты учитываются только для объектов непосредственно занятых на добыче УВ. Затраты по другим объектам учитываются через услуги (грузоперевозки, снабжение, строительство, бурение, геофизические исследования и т.д.).

Таблица 4.2.3.9 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1

Года	Расходы периода									Расходы по реализации			Налоги и отчисления, входящие в расходы периода		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования
	Общеадминистративные расходы	ФОТ АУП	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Затраты на страхование	Расходы по содержанию ОС, аренде и прочие	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие затраты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	911,0	2461,8	378,6	489,9	20,6	42,0	99,7	361,6	74,5	1601,6	2604,6	3271,2	279,7	14,2	12611,0	249,4	354,6
2025	943,5	2180,8	313,7	504,5	20,6	42,6	102,7	228,6	76,7	1510,1	2302,7	3080,4	276,5	13,4	11596,8	189,1	165,5
2026	1002,3	2137,5	333,4	519,5	20,6	44,6	105,8	182,4	79,0	1440,6	2135,8	2889,4	271,0	12,6	11174,6	169,2	147,2
2027	1079,1	2116,9	355,7	535,0	20,6	46,9	108,9	182,5	81,4	1378,2	1986,3	2734,8	268,4	12,0	10906,8	173,0	131,0
2028	1161,7	2090,9	376,3	550,9	20,6	49,6	112,1	183,9	83,8	1357,7	1907,8	2777,1	265,1	12,2	10949,7	176,7	120,1
2029	1196,3	1990,8	387,5	567,3	20,6	52,8	115,5	191,7	86,3	1348,5	1853,9	2802,2	252,4	12,2	10878,2	182,7	109,1
2030	1232,0	1898,6	399,0	584,3	20,6	56,0	118,9	192,2	88,9	1355,6	1927,0	2875,5	240,7	12,5	11001,7	185,1	100,4
2031	1268,7	1811,3	410,9	601,7	20,6	50,3	122,5	195,0	91,5	1440,7	2033,1	3332,3	229,7	14,2	11622,4	187,7	98,5
2032	1306,5	1725,9	423,2	619,6	20,6	53,3	126,1	197,7	94,2	1531,6	2188,4	3854,3	218,8	16,3	12376,7	190,7	96,7
2033	1345,4	1647,5	435,8	638,1	20,6	56,8	129,9	200,6	97,1	1628,7	2284,8	4086,8	208,9	17,2	12798,1	193,8	95,0
2034	1385,5	1575,9	448,8	657,1	0,0	60,7	133,8	204,1	99,9	1732,3	2291,4	4487,6	199,8	18,7	13295,6	197,2	93,2
2035	1426,8	1508,0	462,1	676,7	0,0	64,9	137,7	208,9	102,9	1842,9	2350,3	4926,4	191,2	20,5	13919,4	200,8	91,6
2036	1469,3	1443,8	475,9	696,8	0,0	69,4	141,8	212,5	106,0	1960,4	2459,2	5316,8	183,1	22,0	14557,1	204,7	89,9
2037	1513,1	1385,6	490,1	717,6	0,0	74,5	146,1	216,3	109,1	2085,3	2565,4	5737,6	175,7	23,7	15239,9	208,9	88,4
2038	1558,2	1327,9	504,7	739,0	0,0	79,6	150,4	223,4	112,4	2218,2	2669,1	6293,5	168,4	25,8	16070,5	213,3	86,8
2039	1604,6	1267,8	519,7	761,0	0,0	84,2	154,9	225,7	115,8	2360,0	2771,0	6793,2	160,8	27,8	16846,5	217,9	85,3
2040	1652,4	1218,6	535,2	783,7	0,0	90,3	159,5	233,6	119,2	2511,4	2880,8	7334,5	154,5	30,0	17703,7	222,4	83,8
2041	1701,7	1169,3	551,2	807,0	0,0	96,4	164,3	236,6	122,8	2673,3	3125,4	8046,3	148,3	32,8	18875,2	227,5	82,4
2042	1752,4	1127,8	567,6	831,1	0,0	104,0	169,2	242,2	126,4	2846,1	3220,0	8958,7	143,0	36,4	20124,9	232,7	81,0
2043	1804,6	1078,0	584,5	855,8	0,0	109,8	174,2	247,1	130,2	3030,4	3312,8	9532,3	136,7	38,7	21035,3	238,4	79,6
2044	1858,4	1027,7	601,9	881,3	0,0	115,3	179,4	256,2	134,1	3227,6	3262,4	10145,4	130,3	41,1	21861,2	244,1	78,3
2045	1913,8	984,8	619,9	907,6	0,0	122,3	184,8	259,3	138,1	3438,3	3213,3	10800,0	124,9	43,7	22750,6	249,8	77,0
2046	1970,8	946,5	638,3	934,7	0,0	130,3	190,3	266,8	142,2	3663,4	3165,4	11499,1	120,0	46,5	23714,3	255,9	75,7
2047	2029,5	904,7	657,4	962,5	0,0	137,3	195,9	275,1	146,4	3904,0	3118,7	12245,9	114,7	49,4	24741,5	262,5	74,5
2048	2090,0	872,6	676,9	991,2	0,0	147,1	201,8	279,6	150,8	4161,1	3073,1	13043,6	110,6	52,6	25851,1	269,1	73,3
2049	2152,3	839,4	697,1	1020,7	0,0	156,6	207,8	286,9	155,3	4435,9	3028,7	13895,6	106,4	56,0	27038,8	276,3	72,1
2050	2216,4	805,1	717,9	1051,1	0,0	165,7	214,0	298,0	159,9	4731,2	2985,9	14811,1	102,1	59,7	28318,1	283,6	71,0
2051	2282,5	780,2	739,3	1082,5	0,0	178,5	220,3	311,6	164,7	5045,0	2943,4	15782,9	98,9	63,5	29693,4	291,3	69,9
2052	2350,5	754,0	761,3	1114,7	0,0	191,2	226,9	311,1	169,6	5380,5	2902,0	16821,6	95,6	67,7	31146,6	299,4	68,8
2053	2420,5	731,7	784,0	1147,9	0,0	205,9	233,7	322,1	174,6	5739,5	2861,6	17932,3	92,8	72,1	32718,7	307,6	67,8
2054	2492,7	710,5	807,4	1182,2	0,0	221,8	240,6	331,2	179,8	6128,5	2825,4	19133,2	90,1	76,9	34420,3	316,5	66,8
2055	2567,0	693,2	831,4	1217,4	0,0	240,4	247,8	345,9	185,2	6545,0	2790,0	20418,4	87,9	82,0	36251,6	325,7	65,9
2056	2643,5	671,5	856,2	1253,7	0,0	257,3	255,2	348,5	190,7	6991,0	2755,5	21793,9	85,1	87,5	38189,7	335,3	65,0
2057	2722,2	653,5	881,7	1291,0	0,0	277,2	262,8	359,2	196,4	7468,7	2721,7	23266,4	82,9	93,4	40277,1	344,9	64,1
2058	2803,3	633,8	908,0	1329,5	0,0	296,6	270,6	369,5	202,2	7980,4	2688,7	24842,8	80,4	99,7	42505,4	355,2	63,2
2059	2886,9	617,5	935,1	1369,1	0,0	319,4	278,7	384,2	208,3	8528,5	2656,5	26530,6	78,3	106,4	44899,4	365,7	62,3
2060	2972,9	599,5	962,9	1409,9	0,0	341,7	287,0	392,3	214,5	9115,5	2624,9	28336,9	76,0	113,7	47447,7	376,6	61,5
2061	3061,5	584,8	991,6	1451,9	0,0	367,9	295,6	420,2	220,8	9744,8	2594,0	30272,5	74,2	121,4	50201,2	387,9	60,6
2062	3152,7	570,9	1021,2	1495,2	0,0	396,1	304,4	421,1	227,4	10419,1	2563,9	32345,6	72,4	129,7	53119,6	399,5	59,8
2063	3246,7	555,0	1051,6	1539,7	0,0	423,6	313,4	434,1	234,2	11140,8	2534,2	34563,0	70,4	138,5	56245,2	411,7	58,9
2064	3343,4	542,4	1082,9	1585,6	0,0	456,0	322,8	442,5	241,2	11914,3	2505,2	36938,5	68,8	148,0	59591,7	424,6	57,1
2065	3443,1	530,4	1115,2	1632,9	0,0	490,9	332,4	457,1	248,4	12743,6	2476,8	39483,8	67,2	158,2	63180,0	438,0	56,4

Продолжение таблицы 4.2.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2066	3545,7	521,6	1148,4	1681,5	0,0	532,1	342,3	471,0	255,8	13632,6	2449,0	42211,4	66,1	169,1	67026,6	450,8	55,6
2067	3651,3	517,5	1182,7	1731,7	0,0	572,8	352,5	485,0	263,4	14238,3	2384,6	43932,3	65,6	176,0	69553,7	465,4	54,9
2068	3760,2	513,5	1217,9	1783,3	0,0	616,6	363,0	500,1	271,2	15236,5	2358,5	46982,6	65,1	188,2	73856,6	479,1	54,1
2069	3872,2	512,2	1254,2	1836,4	0,0	668,4	373,8	516,0	279,3	16306,9	2332,9	50252,0	64,9	201,3	78470,5	494,8	53,4
2070	3987,6	502,8	1291,6	1891,1	0,0	709,3	385,0	533,3	287,7	17454,9	2307,8	53756,8	63,8	215,3	83386,9	511,3	52,7
2071	4106,4	498,8	1330,1	1947,5	0,0	763,3	396,4	551,7	296,2	18692,2	2283,7	57534,9	63,3	230,4	88694,8	527,2	52,0
2072	4228,8	494,9	1369,7	2005,5	0,0	821,4	408,2	568,8	305,1	20019,4	2260,0	61585,9	62,7	246,6	94377,0	544,4	51,3
2073	4354,8	488,2	1410,5	2065,3	0,0	877,4	420,4	598,8	314,1	21443,7	2236,8	65931,3	61,9	264,0	100467,3	560,6	50,7
2074	4484,6	481,6	1452,6	2126,8	0,0	937,0	432,9	605,9	323,5	22971,8	2214,0	70591,5	61,1	282,6	106965,9	578,4	50,0
2075	4618,2	477,7	1495,8	2190,2	0,0	1008,1	445,8	625,4	333,1	24611,3	2191,6	75589,7	60,6	302,6	113950,2	596,7	49,4
2076	4755,9	471,1	1540,4	2255,5	0,0	1076,2	459,1	645,9	343,1	26370,7	2169,6	80950,8	59,7	324,0	121422,0	617,1	48,8
2077	4897,6	464,5	1586,3	2322,7	0,0	1148,7	472,8	668,4	353,3	28266,8	2148,4	86729,5	58,9	347,2	129465,1	638,2	48,1
2078	5043,5	460,6	1633,6	2391,9	0,0	1235,4	486,9	691,6	363,8	30301,8	2127,6	92929,2	58,4	372,0	138096,3	658,8	47,5
2079	5193,8	451,4	1682,3	2463,2	0,0	1307,6	501,4	713,9	374,7	32486,0	2107,1	99580,9	57,2	398,6	147318,0	680,9	46,9
2080	5348,6	447,5	1732,4	2536,6	0,0	1406,0	516,4	739,7	385,8	34830,5	2086,9	106718,0	56,7	427,1	157232,3	702,9	46,4
2081	5508,0	443,7	1784,0	2612,2	0,0	1511,7	531,7	762,4	397,3	37346,0	2067,0	114372,0	56,3	457,7	167850,0	723,7	45,8
2082	5672,1	437,1	1837,2	2690,0	0,0	1611,8	547,6	786,6	409,2	40046,5	2047,4	122585,9	55,4	490,6	179217,4	746,1	45,2
2083	5841,2	433,3	1891,9	2770,2	0,0	1732,7	563,9	814,1	421,4	42945,8	2028,2	131401,2	54,9	525,8	191424,5	772,6	44,7
2084	6015,2	429,5	1948,3	2852,7	0,0	1862,4	580,7	866,5	433,9	46058,7	2009,2	140862,6	54,5	563,7	204537,9	800,3	44,1
2085	6194,5	423,0	2006,4	2937,7	0,0	1984,6	598,0	871,9	446,8	49399,8	1990,6	151013,0	53,6	604,3	218524,3	829,3	43,5
2086	6379,1	419,2	2066,2	3025,3	0,0	2132,8	615,8	935,5	460,2	52987,5	1972,2	161908,8	53,2	647,8	233603,5	859,6	43,0
2087	6569,2	418,1	2127,7	3115,4	0,0	2312,0	634,2	938,3	473,9	56839,4	1954,1	173602,5	53,0	694,6	249732,4	891,3	33,2
2088	6764,9	414,3	2191,1	3208,3	0,0	2484,4	653,1	973,6	488,0	60976,2	1936,3	186156,4	52,5	744,8	267044,0	924,7	32,8
2089	6966,5	410,5	2256,4	3303,9	0,0	2669,4	672,5	1012,5	502,5	65417,3	1918,7	199628,5	52,1	798,7	285609,7	959,5	32,5
2090	7174,1	409,4	2323,7	3402,3	0,0	2893,7	692,6	1050,1	517,5	70165,8	1900,6	214034,5	51,9	856,3	305472,6	996,0	31,1
2091	7387,9	403,0	2392,9	3503,7	0,0	3081,2	713,2	1093,1	532,9	75211,3	1882,0	229313,9	51,1	917,5	326483,9	1034,4	30,8
2092	7608,1	401,9	2464,2	3608,1	0,0	3340,1	734,5	1136,4	548,8	80586,9	1862,7	245592,7	51,0	982,6	348917,9	1074,6	30,6
2093	7834,8	350,2	2537,7	3715,7	0,0	3000,9	756,4	1177,6	565,2	70630,8	1451,7	217984,3	44,4	872,1	310921,6	1116,9	30,3
2094	8068,3	346,5	2613,3	3826,4	0,0	3217,6	778,9	1388,2	582,0	75945,3	1443,2	234209,1	43,9	937,0	333399,8	1159,9	30,0
2095	8308,7	342,8	2691,2	3940,4	0,0	3449,5	802,1	1277,8	599,4	81668,0	1434,9	251668,8	43,5	1006,8	357233,9	1206,7	29,4
2096	8556,3	341,8	2771,4	4057,8	0,0	3739,3	826,0	1399,5	617,2	87903,3	1427,5	270710,0	43,3	1083,0	383476,5	1255,9	29,1
2097	8811,3	340,8	2854,0	4178,8	0,0	4053,4	850,6	1382,6	635,6	94622,4	1420,2	291217,4	43,2	1165,0	411575,3	1307,8	28,9
2098	9073,9	339,8	2939,0	4303,3	0,0	4393,9	876,0	1440,5	654,6	101859,9	1413,0	313295,0	43,1	1253,4	441885,1	1362,4	28,6
2099	9344,3	338,8	3026,6	4431,5	0,0	4763,0	902,1	1502,4	674,1	109659,6	1405,8	337075,4	43,0	1348,5	474514,9	1420,0	28,4
2100	9622,7	337,8	3116,8	4563,6	0,0	5163,1	929,0	1567,7	694,2	118066,0	1398,9	362691,5	42,8	1450,9	509644,8	1480,8	28,1
2101	9909,5	336,8	3209,7	4699,6	0,0	5596,8	956,7	1636,6	714,8	127126,6	1392,0	390287,0	42,7	1561,3	547469,9	1545,0	27,9
2102	10204,8	335,8	3305,3	4839,6	0,0	6066,9	985,2	1709,5	736,1	136891,6	1385,2	420012,7	42,6	1680,2	588195,5	1612,8	27,6
2103	10508,9	334,9	3403,8	4983,8	0,0	6576,5	1014,5	1786,6	758,1	147417,7	1378,5	452039,1	42,5	1808,3	632053,2	1684,5	27,4
2104	10822,1	333,9	3505,2	5132,4	0,0	7128,9	1044,8	1868,2	780,7	158778,3	1372,0	486593,1	42,3	1946,5	679348,3	1760,4	27,1
2105	11144,6	322,3	3609,7	5285,3	0,0	7384,3	1075,9	1954,6	803,9	169396,4	1350,1	519156,1	40,9	2076,8	723600,9	1840,6	26,6
2106	11476,7	321,4	3717,3	5442,8	0,0	8004,6	1108,0	2070,6	827,9	182488,1	1344,0	558955,7	40,8	2236,0	778033,7	1925,4	26,4
2107	11818,7	320,5	3828,0	5605,0	0,0	8677,0	1141,0	2143,2	852,6	196604,5	1338,0	601849,3	40,6	2407,6	836625,8	2015,5	26,1
2108	12170,9	319,5	3942,1	5772,0	0,0	9405,8	1175,0	2244,4	878,0	211852,4	1332,2	648169,2	40,5	2592,8	899894,8	2102,2	25,9
2109	12533,6	318,6	4059,6	5944,0	0,0	10195,9	1210,0	2353,4	904,1	228182,1	1326,0	697704,0	40,4	2791,0	967562,9	2202,9	25,7
2110	12907,1	317,7	4180,6	6121,2	0,0	11052,4	1246,0	2460,8	931,1	245818,2	1320,0	751186,7	40,3	3004,9	1040587,0	2309,8	25,5
2111	13291,7	316,9	4305,1	6303,6	0,0	11980,8	1283,2	2583,2	958,8	264916,2	1314,4	809108,4	40,2	3236,6	1119639,0	2423,4	25,2
2112	13687,8	316,0	4433,4	6491,4	0,0	12987,2	1321,4	2713,6	987,4	279006,5	1290,4	849039,9	40,1	3396,3	1175711,4	2544,1	25,0
2113	14095,7	315,1	4565,6	6684,9	0,0	14078,1	1360,8	2806,7	1016,8	300910,6	1285,5	915276,1	40,0	3661,3	1266096,9	2289,2	24,8
2114	14515,7	314,3	4701,6	6884,1	0,0	15260,6	1401,3	2569,2	1047,1	324548,0	1280,7	986725,6	39,8	3947,1	1363235,2	2393,7	24,6
2115	14948,3	313,4	4841,7	7089,2	0,0	16542,5	1443,1	2686,7	1078,3	350055,3	1275,9	1063795,9	39,7	4255,3	1468365,4	2504,4	24,4

Продолжение таблицы 4.2.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2116	15393,7	312,6	4986,0	7300,5	0,0	17932,1	1486,1	2815,0	1110,5	377502,9	1271,0	1146661,3	39,6	4586,8	1581398,1	2621,7	24,2
2117	15852,5	311,7	5134,6	7518,0	0,0	19438,4	1530,4	2951,1	1143,5	407164,4	1266,3	1236192,5	39,5	4944,9	1703487,9	2746,1	24,0
2118	16324,9	310,9	5287,6	7742,1	0,0	21071,2	1576,0	3095,7	1177,6	436070,7	1256,1	1322038,4	39,4	5288,3	1821279,0	2878,1	23,8
2119	16811,4	310,1	5445,2	7972,8	0,0	22841,2	1623,0	3214,5	1212,7	470355,4	1251,5	1425327,0	39,3	5701,5	1962105,4	2846,6	23,6
2120	17312,3	309,3	5607,4	8210,4	0,0	24759,9	1671,3	3217,9	1248,9	507356,6	1246,9	1536755,4	39,2	6147,2	2113882,8	2981,1	23,4
2121	17828,3	308,5	5774,5	8455,0	0,0	26839,7	1721,1	3373,7	1286,1	547291,1	1242,4	1656969,9	39,1	6628,0	2277757,5	3123,8	23,2
2122	18359,5	307,7	5946,6	8707,0	0,0	29094,3	1772,4	3540,7	1324,4	590392,9	1237,9	1786668,4	39,0	7146,8	2454537,6	3275,3	23,0
2123	18906,6	306,9	6123,8	8966,5	0,0	31538,2	1825,2	3718,2	1363,9	636914,7	1233,5	1926604,7	38,9	7706,6	2645247,7	3436,2	22,8
2124	19470,1	306,1	6306,3	9233,7	0,0	34187,4	1879,6	3906,9	1404,5	687061,6	1228,9	2077396,9	38,8	8309,7	2850730,5	3607,3	22,7
2125	20050,3	305,4	6494,2	9508,8	0,0	37059,1	1935,6	4107,7	1446,4	741185,5	1224,5	2240087,4	38,7	8960,5	3072404,1	3789,2	22,5
2126	20647,8	304,6	6687,8	9792,2	0,0	40172,1	1993,3	4321,5	1489,5	799603,7	1220,0	2415621,8	38,6	9662,6	3311555,5	3982,8	22,2
2127	21263,1	303,8	6887,1	10084,0	0,0	43546,5	2052,7	4549,3	1533,8	862659,1	1215,6	2605020,9	38,5	10420,2	3569574,8	4188,9	21,9
2128	21896,7	303,1	7092,3	10384,5	0,0	47204,4	2113,9	4792,0	1579,6	930195,5	1210,2	2808163,4	38,4	11232,8	3846206,9	4408,6	21,5
2129	22549,2	302,4	7303,7	10694,0	0,0	51169,6	2176,9	5051,4	1626,6	1003037,4	1204,8	3027209,7	38,3	12109,0	4144473,0	4642,7	21,2
2130	23221,2	301,6	7521,3	11012,7	0,0	55467,9	2241,8	5328,3	1675,1	1081606,4	1199,4	3263419,4	38,2	13053,8	4466087,0	4892,5	20,9
2131	23913,2	300,9	7745,4	11340,8	0,0	60127,2	2308,6	5623,8	1725,0	1166354,5	1194,0	3518142,7	38,2	14072,7	4812887,0	5159,1	20,6
2132	24625,8	300,2	7976,2	11678,8	0,0	65177,8	2377,4	5939,5	1776,4	1257769,3	1188,7	3792836,6	38,1	15171,5	5186856,4	5443,8	20,2
2133	25359,7	299,5	8213,9	12026,8	0,0	70652,8	2448,2	6277,0	1829,4	1349832,8	1177,0	4070314,5	38,0	16281,4	5564750,9	5748,0	10,1
2134	26115,4	298,8	8458,7	12385,2	0,0	76587,6	2521,2	6637,7	1883,9	1448745,9	1165,5	4368418,6	37,9	17473,8	5970730,2	6073,1	10,0
2135	26893,6	298,1	8710,8	12754,3	0,0	83021,0	2596,3	7023,7	1940,0	1515251,7	1120,7	4574698,5	37,8	18298,9	6252645,4	6420,9	9,8
2136	27695,0	297,4	8970,4	13134,4	0,0	89994,7	2673,7	7436,8	1997,8	1585326,2	1077,8	4792352,2	37,7	19169,6	6550163,7	6792,9	9,6
2137	28520,4	87,5	9237,7	13525,8	0,0	8507,6	2753,3	7878,4	2057,4	788782,9	413,1	2527216,9	11,1	10108,9	3399101,0	7191,3	9,4
2138	29370,3	86,8	9513,0	13928,8	0,0	9222,3	2835,4	18076,1	2118,7	840539,8	405,1	2694915,2	11,0	10779,7	3631802,1	7613,0	9,2
2139	30245,5	66,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7019,8	0,0	516957,2	166,2	1788181,8	8,4	7152,8	2349797,8	6289,7	4,1
2140	31146,8	65,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7508,4	0,0	554555,8	164,5	1918237,1	8,3	7673,0	2519359,3	6726,9	4,1
2141	32075,0	64,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8034,7	0,0	594912,4	162,8	2057832,8	8,2	8231,4	2701322,0	7198,1	4,1
2142	33030,8	64,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8601,8	0,0	638231,3	161,1	2207674,9	8,1	8830,7	2896602,9	7705,9	4,0
2143	34015,1	63,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9213,0	0,0	684731,7	159,5	2368522,4	8,1	9474,1	3106187,4	8253,5	4,0
2144	35028,8	62,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9872,2	0,0	735142,8	157,9	2542897,0	8,0	10171,6	3333341,3	8844,1	3,9
2145	36072,7	62,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10582,4	0,0	789292,4	156,4	2730203,3	7,9	10920,8	3577298,1	9481,1	3,9
2146	37147,6	61,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11348,3	0,0	847234,3	154,9	2930627,3	7,8	11722,5	3838304,4	10168,5	3,8
2147	38254,6	61,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12175,7	0,0	909532,8	153,4	3146121,0	7,7	12584,5	4118890,7	10910,3	1,4
2148	39394,6	60,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13068,4	0,0	978446,1	152,2	3384495,6	7,7	13538,0	4429163,0	11710,9	1,4
2149	40568,6	59,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14034,0	0,0	1052604,2	151,1	3641012,1	7,6	14564,1	4763001,4	12575,4	1,4
2150	41777,5	59,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15076,4	0,0	1132408,0	149,9	3917057,6	7,5	15668,3	5122204,4	13508,8	1,4
2151	43022,5	58,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16201,8	0,0	1218289,3	148,8	4214125,6	7,4	16856,5	5508710,6	14516,9	1,4
2152	44304,5	58,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17417,3	0,0	1310713,2	147,7	4533824,6	7,4	18135,3	5924608,0	15605,7	1,4
2153	45624,8	57,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18729,8	0,0	1409633,1	146,5	4875993,7	7,3	19504,0	6369696,7	16782,1	1,3
2154	46984,4	56,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20146,9	0,0	1516545,6	145,4	5245809,4	7,2	20983,3	6850679,1	18053,1	1,3
2155	48384,6	56,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21625,6	0,0	1631604,3	144,3	5643803,5	7,1	22575,2	7368201,1	19426,6	1,3
2156	49826,4	55,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23277,0	0,0	1755433,0	143,3	6072133,3	7,1	24288,6	7925164,2	20911,1	0,0
2157	51311,3	55,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25061,9	0,0	698360,7	52,6	2415665,6	7,0	9662,7	3200176,9	22515,7	0,0
2158	52840,3	54,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22371,6	0,0	756129,7	52,5	2615491,6	6,9	10462,0	3457409,3	5272,3	0,0
2159	54415,0	54,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6755,8	0,0	818677,4	52,5	2831847,4	6,9	11327,4	3723136,4	5554,3	0,0
2160	56036,6	53,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6978,2	0,0	886399,1	52,4	3066100,3	6,8	12264,4	4027891,3	5855,1	0,0

Продолжение таблицы 4.2.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2161	57706,4	53,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7385,4	0,0	959722,8	52,3	3319730,8	6,7	13279,0	4357936,5	6175,9	0,0
2162	59426,1	52,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7823,0	0,0	1039111,9	52,3	3594341,8	6,7	14377,4	4715191,7	6518,5	0,0
2163	61197,0	52,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8291,7	0,0	1125068,2	52,2	3891669,0	6,6	15566,7	5101903,3	6884,3	0,0
2164	63020,7	51,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8793,9	0,0	1218134,8	52,1	4213591,2	6,5	16854,4	5520505,1	7275,3	0,0
2165	64898,7	50,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9332,1	0,0	1318926,4	52,1	4562234,6	6,5	18249,0	5973750,2	7693,3	0,0
2166	66832,7	50,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9909,2	0,0	1428057,8	52,0	4939725,5	6,4	19758,9	6464392,9	8140,4	0,0
2167	68824,3	49,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10528,2	0,0	1546218,9	52,0	5348451,1	6,3	21393,8	6995524,5	8618,9	0,0
2168	70875,2	49,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11192,5	0,0	1674157,0	51,9	5790995,6	6,3	23164,0	7570491,9	9131,1	0,0
2169	72987,3	48,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11905,5	0,0	1812681,1	51,8	6270157,4	6,2	25080,7	8192918,9	9679,8	0,0
2170	75162,3	48,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12671,1	0,0	1962667,0	51,8	6788966,3	6,1	27155,9	8866728,9	10267,7	0,0
2171	77402,2	47,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13493,5	0,0	2125063,0	51,7	7350702,7	6,1	29402,8	9596170,0	10897,9	0,0
2172	79708,8	47,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14377,1	0,0	2300896,2	51,7	7958918,7	6,0	31835,7	10385841,6	11573,7	0,0
2173	82084,1	47,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15326,8	0,0	2491278,2	51,6	8617460,0	6,0	34469,9	11240723,5	12298,8	0,0
2174	84530,2	46,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16347,9	0,0	2697413,0	51,5	9330490,7	5,9	37322,0	12166207,7	13076,9	0,0
2175	87049,2	46,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17446,1	0,0	2920603,8	51,5	10102519,4	5,8	40410,1	13168131,9	13912,3	0,0
Итого приб.период 2024-2175	**2973115,8**	**77724,1**	**317495,2**	**464901,1**	**206,2**	**1196596,9**	**94636,4**	**679621,4**	**70714,5**	**73356328,5**	**229773,5**	**243149178,0**	**9822,9**	**972636,0**	**323592750,4**	**575739,5**	**6076,2**
Итого расчет. период 2024-2175	**2973115,8**	**77724,1**	**317495,2**	**464901,1**	**206,2**	**1196596,9**	**94636,4**	**679621,4**	**70714,5**	**73356328,5**	**229773,5**	**243149178,0**	**9822,9**	**972636,0**	**323592750,4**	**575739,5**	**6076,2**

Таблица 4.2.3.10 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2

Года	Расходы периода									Расходы по реализации			Налоги и отчисления, входящие в расходы периода		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования
	Общеадмини-стративные расходы	ФОТ АУП	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организаци-ями	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Затраты на страхование	Расходы по содержанию ОС, аренде и прочие	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие затраты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	911,0	2461,8	378,6	489,9	20,6	42,0	99,7	361,6	74,5	1601,6	2604,6	3271,2	279,7	14,2	12611,0	249,4	354,6
2025	962,3	2221,6	318,7	504,5	20,6	42,6	102,7	228,5	76,7	1565,4	2386,5	3193,7	281,7	13,9	11919,4	189,1	165,5
2026	1015,9	2181,7	345,5	519,5	20,6	44,6	105,8	186,4	79,0	1513,5	2244,5	3032,2	276,6	13,2	11578,9	171,3	147,2
2027	1086,5	2159,1	373,1	535,0	20,6	46,9	108,9	185,3	81,4	1464,9	2110,2	2895,1	273,8	12,7	11353,4	175,3	131,0
2028	1177,7	2153,8	401,3	550,9	20,6	49,6	112,1	185,6	83,8	1470,7	2060,7	2976,1	273,1	13,0	11529,1	178,0	120,1
2029	1212,8	2060,6	413,3	567,3	20,6	52,8	115,5	193,4	86,3	1467,4	2005,6	3001,6	261,3	13,1	11471,7	184,2	109,1
2030	1249,0	1977,9	425,6	584,3	20,6	56,0	118,9	193,9	88,9	1480,3	2080,2	3073,9	250,8	13,3	11613,6	186,8	100,4
2031	1286,2	1889,7	438,3	601,7	20,6	55,4	122,5	198,0	91,5	1572,2	2193,4	3565,7	239,6	15,2	12290,0	189,7	98,5
2032	1324,5	1803,5	451,4	619,6	20,6	58,9	126,1	199,8	94,2	1669,7	2362,6	4117,1	228,7	17,4	13094,1	192,7	96,7
2033	1364,0	1724,3	464,8	638,1	20,6	62,8	129,9	202,6	97,1	1773,6	2463,8	4361,1	218,6	18,3	13539,5	195,8	95,0
2034	1404,6	1651,8	478,7	657,1	0,0	67,2	133,8	207,5	99,9	1884,3	2471,9	4796,0	209,4	20,0	14082,3	199,1	93,2
2035	1446,5	1583,2	492,9	676,7	0,0	72,0	137,7	210,9	102,9	2002,4	2539,6	5272,2	200,8	21,9	14759,7	202,8	91,6
2036	1489,6	1518,3	507,6	696,8	0,0	77,0	141,8	214,0	106,0	2128,3	2664,5	5692,4	192,5	23,5	15452,5	206,6	89,9
2037	1534,0	1459,4	522,7	717,6	0,0	82,8	146,1	218,3	109,1	2262,4	2786,3	6147,4	185,1	25,3	16196,4	210,8	88,4
2038	1579,7	1401,1	538,3	739,0	0,0	88,6	150,4	223,5	112,4	2405,5	2905,1	6755,0	177,7	27,7	17104,0	215,2	86,8
2039	1626,8	1340,6	554,4	761,0	0,0	94,0	154,9	227,7	115,8	2557,4	3020,3	7293,9	170,0	29,9	17946,5	219,8	85,3
2040	1675,2	1290,8	570,9	783,7	0,0	101,0	159,5	235,7	119,2	2719,4	3143,7	7877,4	163,7	32,2	18872,3	224,4	83,8
2041	1725,2	1241,0	587,9	807,0	0,0	108,0	164,3	238,8	122,8	2892,3	3418,2	8649,9	157,4	35,2	20147,8	229,6	82,4
2042	1776,6	1199,0	605,4	831,1	0,0	116,6	169,2	245,3	126,4	3076,6	3522,6	9644,9	152,0	39,2	21504,9	234,9	81,0
2043	1829,5	1148,8	623,4	855,8	0,0	123,5	174,2	250,4	130,2	3273,4	3624,4	10255,5	145,7	41,6	22476,4	240,7	79,6
2044	1884,0	1098,3	642,0	881,3	0,0	130,1	179,4	261,6	134,1	3483,5	3564,8	10907,4	139,3	44,2	23350,0	246,3	78,3
2045	1940,2	1055,0	661,2	907,6	0,0	138,4	184,8	261,8	138,1	3707,8	3506,8	11602,8	133,8	46,9	24285,0	252,1	77,0
2046	1998,0	1016,4	680,9	934,7	0,0	147,8	190,3	270,6	142,2	3947,1	3450,1	12344,8	128,9	49,9	25301,6	258,4	75,7
2047	2057,5	974,4	701,2	962,5	0,0	156,3	195,9	277,7	146,4	4202,7	3394,9	13136,5	123,5	53,0	26382,6	265,0	74,5
2048	2118,8	941,9	722,0	991,2	0,0	167,7	201,8	283,8	150,8	4476,0	3341,1	13983,4	119,4	56,4	27554,5	271,8	73,3
2049	2182,0	908,5	743,6	1020,7	0,0	179,0	207,8	289,8	155,3	4768,0	3288,7	14887,6	115,2	60,0	28806,3	279,0	72,1
2050	2247,0	874,0	765,7	1051,1	0,0	190,0	214,0	299,2	159,9	5079,2	3237,3	15850,8	110,8	63,8	30142,9	286,5	71,0
2051	2314,0	848,8	788,5	1082,5	0,0	204,9	220,3	314,8	164,7	5411,5	3187,0	16879,0	107,6	67,9	31591,5	294,3	69,9
2052	2382,9	822,3	812,0	1114,7	0,0	219,8	226,9	314,4	169,6	5766,4	3137,9	17976,8	104,3	72,3	33120,3	302,5	68,8
2053	2453,9	799,8	836,2	1147,9	0,0	236,9	233,7	325,5	174,6	6151,8	3093,9	19167,0	101,4	77,1	34799,8	310,9	67,8
2054	2527,1	778,4	861,2	1182,2	0,0	255,5	240,6	334,8	179,8	6563,9	3050,8	20439,1	98,7	82,2	36594,1	319,9	66,8
2055	2602,4	760,8	886,8	1217,4	0,0	276,9	247,8	352,1	185,2	7004,5	3008,6	21798,9	96,5	87,6	38525,5	329,2	65,9
2056	2679,9	739,0	913,2	1253,7	0,0	296,9	255,2	352,4	190,7	7476,4	2967,4	23254,5	93,7	93,4	40566,5	339,0	65,0
2057	2759,8	720,8	940,5	1291,0	0,0	320,1	262,8	363,3	196,4	7981,2	2927,2	24811,4	91,4	99,6	42765,3	348,7	64,1
2058	2842,0	700,9	968,5	1329,5	0,0	343,1	270,6	373,7	202,2	8521,1	2887,7	26476,0	88,9	106,3	45110,5	359,2	63,2
2059	2926,7	684,6	997,3	1369,1	0,0	369,9	278,7	388,6	208,3	9098,4	2849,0	28254,8	86,8	113,4	47625,5	369,8	62,3
2060	3013,9	666,4	1027,1	1409,9	0,0	396,5	287,0	396,9	214,5	9712,0	2809,6	30145,8	84,5	120,9	50284,9	380,9	61,5
2061	3103,7	651,6	1057,7	1451,9	0,0	427,3	295,6	417,1	220,8	10368,3	2771,1	32167,6	82,6	129,0	53144,4	392,8	60,6
2062	3196,2	637,5	1089,2	1495,2	0,0	460,6	304,4	434,9	227,4	11070,3	2733,3	34329,5	80,8	137,6	56196,9	404,4	59,8
2063	3291,5	621,5	1121,7	1539,7	0,0	493,5	313,4	439,7	234,2	11821,3	2696,3	36641,6	78,8	146,9	59440,1	416,8	58,9
2064	3389,6	608,8	1155,1	1585,6	0,0	531,9	322,8	448,3	241,2	12313,5	2617,6	38037,8	77,2	152,5	61481,7	429,9	57,1
2065	3490,6	596,7	1189,5	1632,9	0,0	573,2	332,4	462,6	248,4	13150,1	2582,4	40603,3	75,7	162,7	65100,4	442,2	56,4

Продолжение таблицы 4.2.3.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2066	3594,6	587,8	1224,9	1681,5	0,0	621,3	342,3	475,5	255,8	14045,3	2548,0	43347,3	74,5	173,7	68972,6	455,8	55,6
2067	3701,7	583,7	1261,4	1731,7	0,0	669,5	352,5	490,2	263,4	15004,4	2514,4	46286,9	74,0	185,4	73119,3	470,3	54,9
2068	3812,0	579,7	1299,0	1783,3	0,0	721,5	363,0	507,1	271,2	16030,5	2481,4	49431,0	73,5	198,0	77551,2	485,7	54,1
2069	3925,6	578,4	1337,8	1836,4	0,0	782,1	373,8	523,4	279,3	17128,5	2449,0	52794,2	73,3	211,5	82293,3	501,7	53,4
2070	4042,6	569,1	1377,6	1891,1	0,0	832,6	385,0	549,8	287,7	18303,5	2417,2	56392,0	72,2	225,9	87346,2	518,5	52,7
2071	4163,1	565,1	1418,7	1947,5	0,0	897,1	396,4	560,0	296,2	19561,3	2386,0	60242,6	71,7	241,3	92746,9	534,8	52,0
2072	4287,1	561,2	1460,9	2005,5	0,0	966,5	408,2	606,3	305,1	20907,6	2355,4	64362,6	71,2	257,7	98555,5	551,9	51,3
2073	4414,9	554,6	1504,5	2065,3	0,0	1034,9	420,4	607,7	314,1	22348,6	2325,4	68771,2	70,3	275,4	104707,3	568,6	50,7
2074	4546,5	548,0	1549,3	2126,8	0,0	1107,9	432,9	614,9	323,5	23891,1	2295,9	73489,0	69,5	294,2	111289,5	586,2	50,0
2075	4681,9	544,1	1595,5	2190,2	0,0	1193,4	445,8	634,3	333,1	25542,3	2267,0	78537,9	69,0	314,4	118349,0	604,9	49,4
2076	4821,5	537,5	1643,0	2255,5	0,0	1277,2	459,1	655,4	343,1	27308,6	2238,5	83936,3	68,2	336,0	125879,8	625,7	48,8
2077	4965,1	531,0	1692,0	2322,7	0,0	1366,8	472,8	678,4	353,3	29199,5	2210,5	89714,4	67,3	359,1	133932,9	647,3	48,1
2078	5113,1	527,1	1742,4	2391,9	0,0	1472,0	486,9	702,1	363,8	31224,2	2182,9	95899,4	66,8	383,9	142556,6	668,4	47,5
2079	5265,5	518,0	1794,3	2463,2	0,0	1564,3	501,4	725,2	374,7	33392,3	2155,9	102520,3	65,7	410,3	151751,0	691,9	46,9
2080	5422,4	514,1	1847,8	2536,6	0,0	1684,4	516,4	752,3	385,8	35713,9	2129,4	109608,5	65,2	438,7	161615,5	714,5	46,4
2081	5584,0	510,2	1902,9	2612,2	0,0	1813,6	531,7	835,5	397,3	38200,2	2103,3	117197,5	64,7	469,0	172222,2	735,1	45,8
2082	5750,4	503,8	1959,6	2690,0	0,0	1939,4	547,6	800,5	409,2	40863,0	2077,7	125323,2	63,9	501,5	183429,7	759,2	45,2
2083	5921,7	499,9	2018,0	2770,2	0,0	2087,9	563,9	829,1	421,4	43715,1	2052,5	134024,2	63,4	536,4	195503,7	786,4	44,7
2084	6098,2	496,1	2078,1	2852,7	0,0	2247,7	580,7	882,4	433,9	46742,6	2026,4	143263,2	62,9	573,3	208338,3	815,0	44,1
2085	6279,9	489,7	2140,0	2937,7	0,0	2402,7	598,0	888,9	446,8	49984,2	2000,7	153153,2	62,1	612,9	221996,9	844,9	43,5
2086	6467,1	485,9	2203,8	3025,3	0,0	2586,2	615,8	953,5	460,2	53452,4	1975,4	163732,9	61,6	655,2	236675,2	876,2	43,0
2087	6659,8	408,3	2269,5	3115,4	0,0	2226,8	634,2	957,4	473,9	46420,4	1515,9	144258,1	51,8	577,2	209568,7	909,0	33,2
2088	6858,2	407,2	2337,1	3208,3	0,0	2413,9	653,1	1113,4	488,0	49730,6	1500,3	154473,5	51,6	618,1	223853,4	941,1	32,8
2089	7062,6	406,1	2406,8	3303,9	0,0	2616,6	672,5	1031,5	502,5	53280,5	1484,9	165424,1	51,5	661,9	238905,5	977,3	32,5
2090	7273,1	405,0	2478,5	3402,3	0,0	2836,4	692,6	1069,3	517,5	54396,9	1424,8	167856,5	51,3	671,6	243075,8	1015,2	31,1
2091	7489,8	403,9	2552,3	3503,7	0,0	3074,7	713,2	1098,7	532,9	58374,9	1411,7	180078,6	51,2	720,5	260006,3	976,5	30,8
2092	7713,0	402,8	2628,4	3608,1	0,0	3333,0	734,5	1066,8	548,8	62765,2	1400,5	193609,6	51,1	774,6	278636,4	1011,7	30,6
2093	7942,9	401,7	2706,7	3715,7	0,0	3612,9	756,4	1105,8	565,2	67358,9	1387,8	207718,8	50,9	831,1	298154,7	1048,5	30,3
2094	8179,6	398,0	2787,4	3826,4	0,0	3881,5	778,9	1147,3	582,0	72289,7	1375,2	222858,3	50,5	891,6	319046,3	1087,0	30,0
2095	8423,3	394,3	2870,5	3940,4	0,0	4169,6	802,1	1193,2	599,4	76234,8	1347,6	234442,7	50,0	938,0	335405,8	1127,3	29,4
2096	8674,3	393,3	2956,0	4057,8	0,0	4519,8	826,0	1302,9	617,2	81866,2	1335,9	251703,5	49,9	1007,0	359309,9	1142,6	29,1
2097	8932,8	392,2	3044,1	4178,8	0,0	4899,5	850,6	1253,1	635,6	87916,5	1324,4	270243,9	49,7	1081,2	384802,4	1184,5	28,9
2098	9199,0	391,2	3134,8	4303,3	0,0	5311,1	876,0	1299,6	654,6	94414,7	1312,9	290153,6	49,6	1160,8	412261,1	1228,4	28,6
2099	9473,2	390,2	3228,2	4431,5	0,0	5757,2	902,1	1349,4	674,1	101396,4	1301,6	311540,2	49,5	1246,4	441739,9	1274,3	28,4
2100	9755,5	389,2	3324,4	4563,6	0,0	6240,8	929,0	1401,6	694,2	108897,9	1290,4	334514,3	49,3	1338,3	473388,3	1322,5	28,1
2101	10046,2	388,2	3423,5	4699,6	0,0	6765,0	956,7	1456,3	714,8	116958,0	1279,3	359194,3	49,2	1437,0	507368,1	1372,9	27,9
2102	10345,5	387,2	3525,5	4839,6	0,0	7333,3	985,2	1513,8	736,1	125617,2	1268,4	385704,0	49,1	1543,0	543848,1	1425,8	27,6
2103	10653,8	386,2	3630,6	4983,8	0,0	7949,3	1014,5	1574,2	758,1	134921,9	1257,5	414184,0	49,0	1656,9	583019,9	1481,3	27,4
2104	10971,3	385,3	3738,7	5132,4	0,0	8617,0	1044,8	1637,7	780,7	144919,5	1246,8	444779,1	48,9	1779,3	625081,4	1539,6	27,1
2105	11298,3	373,8	3850,2	5285,3	0,0	9001,2	1075,9	1704,4	803,9	154033,4	1220,8	472979,6	47,4	1892,1	663566,3	1600,8	26,6
2106	11635,0	372,8	3964,9	5442,8	0,0	9757,3	1108,0	1799,1	827,9	165429,0	1210,4	507846,8	47,3	2031,6	711472,8	1664,8	26,4
2107	11981,7	371,9	4083,1	5605,0	0,0	10576,9	1141,0	1848,5	852,6	177672,8	1200,1	545300,6	47,2	2181,4	762862,7	1732,5	26,1
2108	12338,7	371,0	4204,7	5772,0	0,0	11465,4	1175,0	1926,1	878,0	190828,4	1189,9	585534,3	47,0	2342,3	818072,9	1803,8	25,9
2109	12706,4	370,1	4330,0	5944,0	0,0	12428,5	1210,0	2016,1	904,1	204964,0	1179,9	628755,4	46,9	2515,2	877370,8	1878,8	25,7
2110	13085,1	369,2	4459,1	6121,2	0,0	13472,5	1246,0	2094,9	931,1	220153,2	1169,9	675187,3	46,8	2700,9	941037,1	1957,9	25,5
2111	13475,0	368,3	4591,9	6303,6	0,0	14604,1	1283,2	2186,3	958,8	236474,9	1160,1	725069,9	46,7	2900,5	1009423,2	2041,3	25,2
2112	13876,6	367,4	4728,8	6491,4	0,0	15830,9	1321,4	2282,8	987,4	254014,0	1150,4	778661,3	46,6	3114,8	1082873,7	2129,3	25,0
2113	14290,1	366,5	4869,7	6684,9	0,0	17160,7	1360,8	2651,7	1016,8	272862,0	1140,8	836239,0	46,5	3345,1	1162034,5	2222,4	24,8
2114	14715,9	365,6	5014,8	6884,1	0,0	18602,2	1401,3	2495,6	1047,1	293117,0	1131,3	898101,6	46,4	3592,6	1246515,6	2320,7	24,6
2115	15154,5	364,8	5164,3	7089,2	0,0	20164,8	1443,1	2607,2	1078,3	314885,0	1121,9	964569,8	46,3	3858,5	1337547,5	2424,5	24,4

Продолжение таблицы 4.2.3.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2116	15606,1	363,9	5318,2	7300,5	0,0	21858,6	1486,1	2728,1	1110,5	338279,3	1112,6	1035988,8	46,1	4144,1	1435342,9	2534,4	24,2
2117	16071,1	363,1	5476,6	7518,0	0,0	23694,7	1530,4	2856,2	1143,5	363422,5	1103,4	1112729,7	46,0	4451,1	1540406,5	2650,7	24,0
2118	16550,1	362,2	5639,8	7742,1	0,0	25685,1	1576,0	2992,1	1177,6	390446,0	1094,3	1195191,5	45,9	4780,9	1653283,7	2773,9	23,8
2119	17043,2	361,4	5807,9	7972,8	0,0	27842,6	1623,0	3136,2	1212,7	419491,2	1085,4	1283803,6	45,8	5135,4	1774561,2	2904,6	23,6
2120	17551,1	360,6	5981,0	8210,4	0,0	30181,4	1671,3	3289,1	1248,9	450779,4	1076,6	1379266,1	45,7	5517,2	1905178,9	3043,2	23,4
2121	18074,2	359,8	6159,2	8455,0	0,0	32716,6	1721,1	3451,6	1286,1	484416,5	1067,9	1481875,8	45,6	5927,7	2045557,2	3190,3	23,2
2122	18612,8	359,0	6342,8	8707,0	0,0	35464,8	1772,4	3624,4	1324,4	520579,9	1059,4	1592171,1	45,5	6368,9	2196432,3	3346,5	23,0
2123	19167,4	358,2	6531,8	8966,5	0,0	38443,9	1825,2	3808,0	1363,9	559460,7	1050,9	1710731,9	45,4	6843,1	2358596,8	3512,5	22,8
2124	19738,6	357,4	6726,4	9233,7	0,0	41673,2	1879,6	4003,4	1404,5	601195,9	1042,4	1837985,9	45,3	7352,1	2532638,4	3689,1	22,7
2125	20326,8	356,6	6926,9	9508,8	0,0	45173,7	1935,6	4211,5	1446,4	646078,4	1034,0	1974817,9	45,2	7899,5	2719761,3	3877,0	22,5
2126	20932,6	355,8	7133,3	9792,2	0,0	48968,3	1993,3	4433,1	1489,5	691177,3	1020,2	2112859,1	45,1	8451,6	2908651,4	4077,0	22,2
2127	21556,4	355,1	7345,9	10084,0	0,0	53081,6	2052,7	4669,3	1533,8	739474,6	1006,6	2260700,5	45,0	9043,0	3110948,5	4290,1	21,9
2128	22198,7	354,3	7564,8	10384,5	0,0	57540,5	2113,9	4921,2	1579,6	789420,8	990,7	2413946,4	44,9	9656,0	3320716,3	4517,2	21,5
2129	22860,3	353,6	7790,2	10694,0	0,0	62373,9	2176,9	5189,9	1626,6	842831,4	975,1	2577850,0	44,8	10311,6	3545078,2	4759,5	21,2
2130	23541,5	352,8	8022,3	11012,7	0,0	67613,3	2241,8	5476,8	1675,1	899991,0	959,9	2753302,4	44,7	11013,4	3785247,7	5018,0	20,9
2131	24243,0	352,1	8261,4	11340,8	0,0	73292,8	2308,6	5783,2	1725,0	961132,5	945,1	2941009,5	44,6	11764,2	4042202,9	5294,1	20,6
2132	24965,5	351,4	8507,6	11678,8	0,0	79449,4	2377,4	6110,6	1776,4	1026269,6	930,3	3141072,5	44,6	12564,5	4316098,5	5588,9	20,2
2133	25709,5	91,0	8761,1	12026,8	0,0	6093,6	2448,2	6460,7	1829,4	632178,4	456,9	2025801,3	11,5	8103,3	2729971,6	5904,1	10,1
2134	26475,6	90,3	9022,2	12385,2	0,0	6605,5	2521,2	15118,9	1883,9	673554,6	448,0	2159766,6	11,4	8639,1	2916522,5	6234,7	10,0
2135	27264,6	89,6	9291,1	12754,3	0,0	7160,3	2596,3	7312,1	1940,0	717693,6	439,4	2302767,1	11,4	9211,1	3098530,8	6595,3	9,8
2136	28077,0	88,9	9567,9	13134,4	0,0	7761,8	2673,7	7659,0	1997,8	764783,5	431,0	2455424,8	11,3	9821,7	3301432,8	6981,3	9,6
2137	28913,7	88,2	9853,1	13525,8	0,0	8413,8	2753,3	8117,6	2057,4	815721,0	423,3	2620397,2	11,2	10481,6	3520757,2	7394,7	9,4
2138	29775,4	87,5	10146,7	13928,8	0,0	9120,6	2835,4	8610,0	2118,7	869171,7	415,1	2793954,5	11,1	11175,9	3751351,2	7837,6	9,2
2139	30662,7	67,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7273,4	0,0	547393,4	176,0	1893462,0	8,5	7573,9	2486617,0	6501,4	4,1
2140	31576,4	66,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7784,0	0,0	586914,2	174,1	2030166,6	8,4	8120,7	2664810,8	6956,6	4,1
2141	32517,4	65,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8334,1	0,0	629319,3	172,2	2176847,8	8,3	8707,4	2855972,2	7447,4	4,1
2142	33486,4	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8927,0	0,0	674821,3	170,3	2334241,8	8,2	9337,0	3061057,2	7976,6	4,0
2143	34484,3	64,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9566,2	0,0	723627,3	168,5	2503064,1	8,2	10012,3	3280995,2	8547,2	4,0
2144	35512,0	63,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10255,3	0,0	776001,0	166,7	2684227,7	8,1	10736,9	3516971,4	9162,8	3,9
2145	36570,2	63,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10998,5	0,0	832206,3	164,9	2878644,6	8,0	11514,6	3770170,2	9827,0	3,9
2146	37660,0	62,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11800,2	0,0	892571,7	163,2	3087451,7	7,9	12349,8	4042067,0	10543,7	3,8
2147	38782,3	61,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12665,2	0,0	363437,8	61,3	1257150,1	7,8	5028,6	1677194,9	11317,4	1,4
2148	39938,0	61,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11412,2	0,0	389632,9	60,6	1347760,4	7,8	5391,1	1794264,2	3678,5	1,4
2149	41128,1	60,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4507,1	0,0	417716,1	60,0	1444901,6	7,7	5779,6	1914160,9	3868,7	1,4
2150	42353,8	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4677,0	0,0	447370,6	59,2	1547478,1	7,6	6189,9	2048196,2	4071,3	1,4
2151	43615,9	59,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4932,9	0,0	479130,4	58,5	1657336,6	7,5	6629,4	2191770,6	4287,2	1,4
2152	44915,6	58,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5206,6	0,0	513144,8	57,8	1774994,3	7,5	7100,0	2345485,4	4517,3	1,4
2153	46254,1	58,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5498,8	0,0	551020,2	57,3	1906007,3	7,4	7624,1	2516527,4	4762,8	1,3
2154	47632,5	57,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5812,5	0,0	591870,4	56,8	2047310,3	7,3	8189,3	2700936,7	5024,8	1,3
2155	49052,0	57,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6147,9	0,0	635813,2	56,2	2199310,8	7,2	8797,3	2899241,8	5304,7	1,3
Итого приб.период 2024-2155	**1659545,8**	**82116,3**	**338588,1**	**464901,1**	**206,2**	**1086060,5**	**94636,4**	**332290,2**	**70714,5**	**30097150,3**	**226298,6**	**96806349,2**	**10379,8**	**387266,9**	**131656503,9**	**287491,1**	**6076,2**
Итого расчет. период 2024-2155	**1659545,8**	**82116,3**	**338588,1**	**464901,1**	**206,2**	**1086060,5**	**94636,4**	**332290,2**	**70714,5**	**30097150,3**	**226298,6**	**96806349,2**	**10379,8**	**387266,9**	**131656503,9**	**287491,1**	**6076,2**

Таблица 4.2.3.11 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстан КумкольРессорсиз" Вариант 2

Года	Расходы периода				Расходы по реализации			Налоги и отчисления, входящие в расходы периода		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования
	Общеадминистративные расходы	ФОТ АУП	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2024	911,0	1565,5	11,6	169,8	650,5	898,7	1336,0	177,8	6,1	5726,9	124,4	47,9
2025	962,3	1525,6	11,6	133,1	650,2	872,4	1476,0	193,4	6,7	5831,3	105,2	48,4
2026	1015,9	1485,7	11,6	91,3	636,5	906,0	1513,7	188,4	6,8	5856,0	85,9	43,7
2027	1086,5	1465,8	11,6	91,9	624,7	927,3	1553,1	185,9	7,0	5953,6	87,5	39,6
2028	1177,7	1465,8	11,6	91,4	658,3	1005,4	1779,0	185,9	7,9	6382,9	88,0	38,5
2029	1212,8	1377,8	11,6	95,2	693,8	1078,7	1950,0	174,7	8,5	6603,3	91,8	37,4
2030	1249,0	1295,1	11,6	96,1	731,5	1252,4	2134,9	164,2	9,2	6943,9	92,5	36,4
2031	1286,2	1217,4	11,6	97,0	771,3	1313,9	2417,8	154,4	10,3	7279,9	93,3	35,4
2032	1324,5	1144,4	11,6	98,4	813,1	1370,9	2812,7	145,1	11,8	7732,5	94,3	34,4
2033	1364,0	1075,7	11,6	99,3	857,4	1424,1	2965,9	136,4	12,4	7946,8	95,5	33,5
2034	1404,6	1011,2	0,0	102,0	904,4	1385,6	3128,2	128,2	13,0	8077,2	96,8	32,6
2035	1446,5	950,5	0,0	102,2	954,1	1348,5	3300,2	120,5	13,7	8236,1	98,2	31,7
2036	1489,6	893,5	0,0	103,8	1006,7	1312,7	3482,3	113,3	14,4	8416,3	99,7	30,9
2037	1534,0	839,9	0,0	105,6	1062,5	1278,1	3675,4	106,5	15,1	8617,1	101,5	30,1
2038	1579,7	789,5	0,0	108,3	1121,8	1244,8	3880,3	100,1	15,9	8840,3	103,4	29,3
2039	1626,8	742,1	0,0	109,9	1183,9	1211,9	4095,2	94,1	16,8	9080,5	105,5	28,5
2040	1675,2	697,6	0,0	113,0	1249,8	1180,2	4323,2	88,5	17,6	9345,1	107,6	27,8
2041	1725,2	655,7	0,0	114,7	1319,8	1149,7	4565,1	83,1	18,6	9631,9	110,0	27,0
2042	1776,6	616,4	0,0	118,2	1394,0	1120,3	4821,8	78,2	19,6	9945,0	112,5	26,3
2043	1829,5	579,4	0,0	121,2	1472,7	1091,8	5094,3	73,5	20,7	10283,1	115,2	25,7
2044	1884,0	544,6	0,0	126,3	1556,4	1064,4	5383,5	69,1	21,8	10650,1	118,1	25,0
2045	1940,2	512,0	0,0	126,4	1645,1	1038,0	5690,6	64,9	23,0	11040,1	121,0	24,4
2046	1998,0	481,2	0,0	131,0	1739,4	1012,4	6016,6	61,0	24,3	11463,9	124,1	23,8
2047	2057,5	452,4	0,0	133,2	1839,5	987,7	6362,9	57,4	25,7	11916,2	127,5	23,2
2048	2118,8	425,2	0,0	138,5	1946,4	964,1	6732,6	53,9	27,1	12406,6	131,1	22,7
2049	2182,0	399,7	0,0	141,0	2060,0	941,3	7125,7	50,7	28,7	12929,1	134,7	22,1
2050	2247,0	375,7	0,0	146,8	2180,2	919,0	7541,5	47,6	30,4	13488,2	138,6	21,6
2051	2314,0	353,2	0,0	151,3	2307,9	897,5	7983,2	44,8	32,1	14084,0	142,8	21,1
2052	2382,9	332,0	0,0	154,0	2443,7	876,6	8452,8	42,1	34,0	14718,1	147,0	20,6
2053	2453,9	312,1	0,0	158,7	2588,0	856,5	8952,0	39,6	36,0	15396,7	151,3	20,1
2054	2527,1	293,4	0,0	163,6	2741,4	836,9	9482,7	37,2	38,1	16120,3	156,1	19,7
2055	2602,4	275,7	0,0	168,9	2904,6	818,0	10047,0	35,0	40,3	16891,8	161,0	19,2
2056	2679,9	259,2	0,0	174,4	3078,7	799,9	10649,2	32,9	42,7	17716,8	166,2	18,8
2057	2759,8	243,7	0,0	180,2	3264,0	782,3	11290,4	30,9	45,3	18596,4	171,4	18,4
2058	2842,0	229,0	0,0	186,0	3461,2	765,3	11972,4	29,0	48,0	19533,0	177,1	18,0
2059	2926,7	215,3	0,0	192,3	3670,7	748,7	12697,1	27,3	50,9	20529,0	182,9	17,6
2060	3013,9	202,4	0,0	198,8	3893,6	732,6	13468,3	25,7	54,0	21589,3	189,0	17,2
2061	3103,7	190,2	0,0	209,8	4131,0	717,1	14289,3	24,1	57,3	22722,6	195,7	16,9
2062	3196,2	178,8	0,0	226,0	4383,7	702,0	15163,4	22,7	60,7	23933,5	201,9	16,5
2063	3291,5	168,1	0,0	220,2	4652,8	687,3	16094,4	21,3	64,5	25200,1	208,8	16,2
2064	3389,6	158,0	0,0	227,9	4628,2	630,7	16009,2	20,0	64,1	25127,8	216,3	14,8
2065	3490,6	148,5	0,0	235,6	4910,6	617,3	16986,1	18,8	68,0	26475,6	222,7	14,5
2066	3594,6	139,6	0,0	243,0	5211,3	604,4	18026,0	17,7	72,2	27908,8	230,2	14,2
2067	3701,7	138,2	0,0	251,5	5532,7	591,9	19137,9	17,5	76,6	29448,1	238,3	13,9
2068	3812,0	136,8	0,0	260,8	5874,9	579,8	20321,6	17,4	81,4	31084,7	247,3	13,6
2069	3925,6	135,5	0,0	270,9	6239,2	568,1	21581,8	17,2	86,4	32824,7	256,7	13,4

Продолжение таблицы 4.2.3.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2070	4042,6	134,1	0,0	290,1	6627,2	556,6	22923,9	17,0	91,8	34683,4	266,6	13,1
2071	4163,1	132,8	0,0	292,5	7040,8	545,6	24354,6	16,8	97,5	36643,7	276,1	12,8
2072	4287,1	131,4	0,0	332,1	7481,5	534,8	25878,8	16,7	103,6	38766,0	286,0	12,6
2073	4414,9	130,1	0,0	314,3	7950,9	524,3	27502,6	16,5	110,1	40963,8	295,1	12,3
2074	4546,5	128,8	0,0	324,5	8451,1	514,1	29232,8	16,3	117,0	43331,1	305,1	12,1
2075	4681,9	127,5	0,0	335,9	8984,1	504,2	31076,5	16,2	124,4	45850,8	316,0	11,9
2076	4821,5	126,3	0,0	348,5	9550,6	494,4	33036,1	16,0	132,2	48525,6	328,7	11,6
2077	4965,1	125,0	0,0	362,8	10154,4	485,0	35124,7	15,8	140,6	51373,5	342,0	11,4
2078	5113,1	123,7	0,0	377,6	10798,1	475,7	37351,0	15,7	149,5	54404,5	354,4	11,2
2079	5265,5	122,5	0,0	392,1	11484,2	466,7	39724,5	15,5	159,0	57630,0	369,1	11,0
2080	5422,4	121,3	0,0	408,4	12215,8	458,0	42255,1	15,4	169,1	61065,4	382,6	10,8
2081	5584,0	120,1	0,0	483,3	12995,9	449,5	44953,6	15,2	179,9	64781,5	393,8	10,6
2082	5750,4	118,9	0,0	437,3	13827,9	441,2	47831,4	15,1	191,4	68613,6	408,2	10,4
2083	5921,7	117,7	0,0	453,6	14715,3	433,1	50901,0	14,9	203,7	72761,0	425,4	10,2
2084	6098,2	116,5	0,0	473,3	15661,9	425,3	54175,4	14,8	216,8	77182,2	443,7	10,0
2085	6279,9	115,3	0,0	494,2	16671,8	417,6	57668,7	14,6	230,7	81893,0	462,9	9,8
2086	6467,1	114,2	0,0	516,3	17749,4	410,2	61396,0	14,5	245,6	86913,3	483,3	9,6
2087	6659,8	113,0	0,0	539,6	18899,0	402,9	65372,6	14,3	261,5	92262,9	504,8	9,5
2088	6858,2	111,9	0,0	564,3	20125,9	395,8	69616,5	14,2	278,5	97965,4	527,5	9,3
2089	7062,6	110,8	0,0	590,5	21434,2	388,9	74142,1	14,0	296,6	104039,8	551,6	9,1
2090	7273,1	109,7	0,0	618,2	20138,9	337,1	69661,4	13,9	278,7	98431,0	577,1	7,9
2091	7489,8	108,6	0,0	630,9	21521,9	332,3	74445,3	13,8	297,8	104840,4	525,6	7,8
2092	7713,0	107,5	0,0	589,0	23119,9	329,3	79972,8	13,6	319,9	112165,1	547,6	7,7
2093	7942,9	106,4	0,0	614,2	24709,1	324,7	85470,1	13,5	341,9	119522,7	570,9	7,6
2094	8179,6	105,4	0,0	641,3	26406,9	320,1	91343,0	13,4	365,4	127375,0	595,5	7,5
2095	8423,3	104,3	0,0	669,9	26873,2	300,5	92955,9	13,2	371,9	129712,3	621,4	7,1
2096	8674,3	103,3	0,0	693,7	28761,3	296,7	99486,8	13,1	398,0	138427,2	621,9	7,0
2097	8932,8	102,2	0,0	700,7	30783,3	292,9	106480,9	13,0	426,0	147731,8	648,6	6,9
2098	9199,0	101,2	0,0	731,8	32948,8	289,2	113971,4	12,8	455,9	157710,3	676,8	6,8
2099	9473,2	100,2	0,0	764,9	35268,0	285,6	121994,0	12,7	488,0	168386,6	706,6	6,7
2100	9755,5	99,2	0,0	799,9	37752,2	282,0	130586,7	12,6	522,4	179810,5	738,0	6,6
2101	10046,2	98,2	0,0	837,0	40413,0	278,5	139790,6	12,5	559,2	192035,2	771,3	6,6
2102	10345,5	97,2	0,0	876,3	43263,2	275,1	149649,6	12,3	598,6	205117,9	806,5	6,5
2103	10653,8	96,3	0,0	918,0	46316,4	271,7	160210,8	12,2	640,9	219120,0	843,9	6,4
2104	10971,3	95,3	0,0	962,2	49587,2	268,3	171524,8	12,1	686,1	234107,3	883,4	6,3
2105	11298,3	94,3	0,0	1009,1	53091,4	265,0	183645,7	12,0	734,6	250150,4	925,3	6,2
2106	11635,0	93,4	0,0	1058,9	56809,0	261,6	196505,2	11,8	786,1	267160,9	969,8	6,2
2107	11981,7	92,5	0,0	1111,7	60788,8	258,2	210271,7	11,7	841,1	285357,5	1017,1	6,1
2108	12338,7	91,5	0,0	1167,9	65049,5	254,9	225009,6	11,6	900,1	304823,9	1067,3	6,0
2109	12706,4	90,6	0,0	1227,7	69611,0	251,6	240788,0	11,5	963,2	325650,1	1120,6	5,9
2110	13085,1	89,7	0,0	1291,3	74494,7	248,4	257681,0	11,4	1030,8	347932,4	1177,4	5,8
2111	13475,0	88,8	0,0	1359,1	79723,5	245,3	275767,9	11,3	1103,1	371773,9	1237,8	5,8
2112	13876,6	87,9	0,0	1431,3	85322,1	242,1	295133,6	11,1	1180,6	397285,4	1302,1	5,7
2113	14290,1	87,1	0,0	1508,2	91316,8	239,1	315869,5	11,0	1263,5	424585,3	1370,7	5,6
2114	14715,9	86,2	0,0	1590,3	97735,8	236,1	338073,2	10,9	1352,3	453800,7	1443,8	5,6
2115	15154,5	85,3	0,0	1677,8	104609,4	233,1	361849,4	10,8	1447,4	485067,7	1521,7	5,5
2116	15606,1	84,5	0,0	1771,4	111970,1	230,1	387310,3	10,7	1549,3	518532,4	1605,0	5,4
2117	16071,1	83,6	0,0	1871,2	119852,6	227,3	414576,3	10,6	1658,3	554351,1	1693,9	5,3
2118	16550,1	82,8	0,0	1978,0	128294,3	224,4	443776,5	10,5	1775,1	592691,6	1788,8	5,3
2119	17043,2	82,0	0,0	2092,1	137335,1	221,6	475049,1	10,4	1900,2	633733,7	1890,4	5,2
2120	17551,1	81,1	0,0	2214,2	147086,9	219,0	508781,1	10,3	2035,2	677978,8	1999,0	5,1

Продолжение таблицы 4.2.3.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2121	18074,2	80,3	0,0	2345,0	157537,8	216,3	544931,4	10,2	2179,8	725375,0	2115,3	5,1
2122	18612,8	79,5	0,0	2485,0	168738,6	213,8	583675,4	10,1	2334,7	776149,8	2239,7	5,0
2123	19167,4	78,7	0,0	2635,0	180743,4	211,2	625200,8	10,0	2500,8	830547,4	2373,0	5,0
2124	19738,6	77,9	0,0	2795,7	193610,7	208,7	669709,6	9,9	2678,9	888830,1	2515,9	4,9
2125	20326,8	77,2	0,0	2968,0	207417,7	206,3	717468,6	9,8	2869,9	951344,4	2669,1	4,9
2126	20932,6	76,4	0,0	3152,9	222218,9	203,9	768666,7	9,7	3074,7	1018335,7	2833,4	4,8
2127	21556,4	75,6	0,0	3351,2	238086,6	201,5	823553,9	9,6	3294,3	1090129,0	3009,7	4,7
2128	22198,7	74,9	0,0	3564,1	255098,5	199,2	882398,8	9,5	3529,6	1167073,3	3198,9	4,7
2129	22860,3	74,1	0,0	3792,6	273337,9	196,9	945489,8	9,4	3782,0	1249542,9	3402,2	4,6
2130	23541,5	73,4	0,0	4038,1	292932,2	194,7	1013267,5	9,3	4053,1	1338109,8	3620,5	4,6
2131	24243,0	72,6	0,0	4301,9	313945,8	192,4	1085954,8	9,2	4343,9	1433063,7	3855,1	4,5
2132	24965,5	71,9	0,0	4585,5	336482,7	190,3	1163911,0	9,1	4655,7	1534871,7	4107,4	4,5
2133	25709,5	71,2	0,0	4890,4	360654,5	188,1	1247522,4	9,0	4990,1	1644035,2	4378,7	4,4
2134	26475,6	70,5	0,0	5218,4	386581,0	186,0	1337203,7	8,9	5348,9	1761092,9	4670,5	4,4
2135	27264,6	69,8	0,0	5571,1	414391,1	184,0	1433400,3	8,8	5733,6	1886623,4	4984,6	4,3
2136	28077,0	69,1	0,0	5950,8	444223,2	181,9	1536591,0	8,8	6146,4	2021248,2	5322,7	4,3
2137	28913,7	68,4	0,0	6359,5	476225,8	179,9	1647289,8	8,7	6589,2	2165635,0	5686,8	4,2
2138	29775,4	67,7	0,0	6799,5	510558,7	178,0	1766049,0	8,6	7064,2	2320501,1	6078,9	4,2
2139	30662,7	67,0	0,0	7273,4	547393,4	176,0	1893462,0	8,5	7573,9	2486617,0	6501,4	4,1
2140	31576,4	66,4	0,0	7784,0	586914,2	174,1	2030166,6	8,4	8120,7	2664810,8	6956,6	4,1
2141	32517,4	65,7	0,0	8334,1	629319,3	172,2	2176847,8	8,3	8707,4	2855972,2	7447,4	4,1
2142	33486,4	65,0	0,0	8927,0	674821,3	170,3	2334241,8	8,2	9337,0	3061057,2	7976,6	4,0
2143	34484,3	64,4	0,0	9566,2	723627,3	168,5	2503064,1	8,2	10012,3	3280995,2	8547,2	4,0
2144	35512,0	63,7	0,0	10255,3	776001,0	166,7	2684227,7	8,1	10736,9	3516971,4	9162,8	3,9
2145	36570,2	63,1	0,0	10998,5	832206,3	164,9	2878644,6	8,0	11514,6	3770170,2	9827,0	3,9
2146	37660,0	62,5	0,0	11800,2	892571,7	163,2	3087451,7	7,9	12349,8	4042067,0	10543,7	3,8
2147	38782,3	61,9	0,0	12665,2	363437,8	61,3	1257150,1	7,8	5028,6	1677194,9	11317,4	1,4
2148	39938,0	61,2	0,0	11412,2	389632,9	60,6	1347760,4	7,8	5391,1	1794264,2	3678,5	1,4
2149	41128,1	60,6	0,0	4507,1	417716,1	60,0	1444901,6	7,7	5779,6	1914160,9	3868,7	1,4
2150	42353,8	60,0	0,0	4677,0	447370,6	59,2	1547478,1	7,6	6189,9	2048196,2	4071,3	1,4
2151	43615,9	59,4	0,0	4932,9	479130,4	58,5	1657336,6	7,5	6629,4	2191770,6	4287,2	1,4
2152	44915,6	58,8	0,0	5206,6	513144,8	57,8	1774994,3	7,5	7100,0	2345485,4	4517,3	1,4
2153	46254,1	58,2	0,0	5498,8	551020,2	57,3	1906007,3	7,4	7624,1	2516527,4	4762,8	1,3
2154	47632,5	57,7	0,0	5812,5	591870,4	56,8	2047310,3	7,3	8189,3	2700936,7	5024,8	1,3
2155	49052,0	57,1	0,0	6147,9	635813,2	56,2	2199310,8	7,2	8797,3	2899241,8	5304,7	1,3
Итого приб.период 2024-2155	**1659545,8**	**36455,7**	**115,7**	**261322,8**	**17816192,9**	**67195,8**	**61622553,9**	**4601,9**	**246508,6**	**81714493,0**	**227412,8**	**1715,9**
Итого расчет. период 2024-2155	**1659545,8**	**36455,7**	**115,7**	**261322,8**	**17816192,9**	**67195,8**	**61622553,9**	**4601,9**	**246508,6**	**81714493,0**	**227412,8**	**1715,9**

Таблица 4.2.3.12 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2

Года	Расходы периода								Расходы по реализации			Налоги и отчисления, входящие в расходы периода		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования
	ФОТ АУП	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Затраты на страхование	Расходы по содержанию ОС, аренде и прочее	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие затраты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	896,3	378,6	489,9	9,0	42,0	99,7	191,8	74,5	951,2	1705,8	1935,2	101,8	8,1	6884,1	125,0	306,6
2025	696,0	318,7	504,5	9,0	42,6	102,7	95,4	76,7	915,1	1514,1	1717,7	88,3	7,2	6088,1	83,9	117,1
2026	696,0	345,5	519,5	9,0	44,6	105,8	95,1	79,0	877,0	1338,5	1518,5	88,3	6,4	5723,0	85,4	103,5
2027	693,3	373,1	535,0	9,0	46,9	108,9	93,5	81,4	840,2	1182,9	1342,0	87,9	5,7	5399,8	87,8	91,5
2028	688,1	401,3	550,9	9,0	49,6	112,1	94,2	83,8	812,4	1055,2	1197,1	87,2	5,1	5146,2	90,0	81,6
2029	682,8	413,3	567,3	9,0	52,8	115,5	98,2	86,3	773,6	926,9	1051,5	86,6	4,6	4868,4	92,4	71,7
2030	682,8	425,6	584,3	9,0	56,0	118,9	97,8	88,9	748,9	827,8	939,1	86,6	4,1	4669,7	94,3	64,0
2031	672,3	438,3	601,7	9,0	55,4	122,5	101,0	91,5	800,9	879,5	1147,8	85,2	4,9	5010,1	96,4	63,1
2032	659,1	451,4	619,6	9,0	58,9	126,1	101,3	94,2	856,6	991,8	1304,4	83,6	5,6	5361,5	98,3	62,3
2033	648,5	464,8	638,1	9,0	62,8	129,9	103,4	97,1	916,2	1039,7	1395,1	82,2	5,9	5592,7	100,3	61,5
2034	640,6	478,7	657,1	0,0	67,2	133,8	105,5	99,9	980,0	1086,3	1667,8	81,2	7,0	6005,1	102,4	60,7
2035	632,7	492,9	676,7	0,0	72,0	137,7	108,8	102,9	1048,4	1191,1	1972,0	80,2	8,2	6523,6	104,6	59,9
2036	624,8	507,6	696,8	0,0	77,0	141,8	110,2	106,0	1121,5	1351,9	2210,1	79,2	9,2	7036,2	106,9	59,1
2037	619,5	522,7	717,6	0,0	82,8	146,1	112,6	109,1	1199,9	1508,2	2472,0	78,6	10,2	7579,3	109,3	58,3
2038	611,6	538,3	739,0	0,0	88,6	150,4	115,2	112,4	1283,7	1660,4	2874,7	77,6	11,8	8263,7	111,8	57,5
2039	598,4	554,4	761,0	0,0	94,0	154,9	117,8	115,8	1373,5	1808,4	3198,8	75,9	13,1	8865,9	114,3	56,8
2040	593,2	570,9	783,7	0,0	101,0	159,5	122,7	119,2	1469,6	1963,5	3554,2	75,2	14,5	9527,1	116,8	56,1
2041	585,3	587,9	807,0	0,0	108,0	164,3	124,1	122,8	1572,5	2268,5	4084,8	74,2	16,6	10515,9	119,6	55,3
2042	582,6	605,4	831,1	0,0	116,6	169,2	127,0	126,4	1682,7	2402,4	4823,1	73,9	19,6	11559,9	122,4	54,6
2043	569,4	623,4	855,8	0,0	123,5	174,2	129,3	130,2	1800,6	2532,5	5161,2	72,2	20,9	12193,3	125,4	53,9
2044	553,6	642,0	881,3	0,0	130,1	179,4	135,4	134,1	1927,1	2500,4	5523,8	70,2	22,4	12699,9	128,3	53,2
2045	543,1	661,2	907,6	0,0	138,4	184,8	135,4	138,1	2062,6	2468,8	5912,2	68,9	23,9	13244,9	131,1	52,6
2046	535,2	680,9	934,7	0,0	147,8	190,3	139,6	142,2	2207,8	2437,8	6328,2	67,9	25,6	13837,7	134,2	51,9
2047	522,0	701,2	962,5	0,0	156,3	195,9	144,5	146,4	2363,2	2407,2	6773,7	66,2	27,4	14466,3	137,5	51,3
2048	516,7	722,0	991,2	0,0	167,7	201,8	145,4	150,8	2529,6	2377,1	7250,8	65,5	29,3	15147,9	140,7	50,6
2049	508,8	743,6	1020,7	0,0	179,0	207,8	148,9	155,3	2708,0	2347,4	7761,9	64,5	31,3	15877,1	144,3	50,0
2050	498,3	765,7	1051,1	0,0	190,0	214,0	152,5	159,9	2898,9	2318,3	8309,4	63,2	33,5	16654,7	147,9	49,4
2051	495,6	788,5	1082,5	0,0	204,9	220,3	163,4	164,7	3103,5	2289,5	8895,8	62,8	35,8	17507,5	151,5	48,8
2052	490,4	812,0	1114,7	0,0	219,8	226,9	160,3	169,6	3322,7	2261,3	9524,0	62,2	38,3	18402,2	155,5	48,2
2053	487,7	836,2	1147,9	0,0	236,9	233,7	166,8	174,6	3563,8	2237,4	10215,0	61,8	41,1	19403,1	159,6	47,6
2054	485,1	861,2	1182,2	0,0	255,5	240,6	171,2	179,8	3822,5	2213,8	10956,4	61,5	44,1	20473,8	163,8	47,1
2055	485,1	886,8	1217,4	0,0	276,9	247,8	183,3	185,2	4100,0	2190,6	11751,9	61,5	47,3	21633,6	168,2	46,6
2056	479,8	913,2	1253,7	0,0	296,9	255,2	178,0	190,7	4397,7	2167,6	12605,3	60,8	50,7	22849,7	172,7	46,2
2057	477,2	940,5	1291,0	0,0	320,1	262,8	183,1	196,4	4717,2	2144,9	13521,0	60,5	54,3	24168,9	177,3	45,7
2058	471,9	968,5	1329,5	0,0	343,1	270,6	187,7	202,2	5059,9	2122,4	14503,5	59,8	58,3	25577,6	182,1	45,2
2059	469,3	997,3	1369,1	0,0	369,9	278,7	196,3	208,3	5427,7	2100,3	15557,7	59,5	62,5	27096,5	186,9	44,7
2060	464,0	1027,1	1409,9	0,0	396,5	287,0	198,1	214,5	5818,4	2077,0	16677,5	58,8	66,9	28695,6	192,0	44,2
2061	461,4	1057,7	1451,9	0,0	427,3	295,6	207,3	220,8	6237,3	2054,0	17878,3	58,5	71,7	30421,8	197,1	43,7
2062	458,7	1089,2	1495,2	0,0	460,6	304,4	208,9	227,4	6686,6	2031,3	19166,1	58,2	76,9	32263,4	202,5	43,3
2063	453,4	1121,7	1539,7	0,0	493,5	313,4	219,5	234,2	7168,5	2008,9	20547,2	57,5	82,4	34240,0	208,0	42,8
2064	450,8	1155,1	1585,6	0,0	531,9	322,8	220,4	241,2	7685,3	1986,9	22028,5	57,2	88,3	36353,9	213,7	42,3
2065	448,2	1189,5	1632,9	0,0	573,2	332,4	226,9	248,4	8239,5	1965,1	23617,3	56,8	94,7	38624,8	219,5	41,8

Продолжение таблицы 4.2.3.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2066	448,2	1224,9	1681,5	0,0	621,3	342,3	232,5	255,8	8834,0	1943,6	25321,3	56,8	101,5	41063,8	225,6	41,4
2067	445,5	1261,4	1731,7	0,0	669,5	352,5	238,7	263,4	9471,7	1922,4	27149,0	56,5	108,8	43671,2	231,9	40,9
2068	442,9	1299,0	1783,3	0,0	721,5	363,0	246,2	271,2	10155,6	1901,5	29109,5	56,2	116,7	46466,6	238,3	40,5
2069	442,9	1337,8	1836,4	0,0	782,1	373,8	252,5	279,3	10889,3	1880,9	31212,4	56,2	125,1	49468,6	245,0	40,1
2070	435,0	1377,6	1891,1	0,0	832,6	385,0	259,6	287,7	11676,3	1860,5	33468,1	55,2	134,1	52662,8	251,9	39,6
2071	432,4	1418,7	1947,5	0,0	897,1	396,4	267,5	296,2	12520,5	1840,5	35887,9	54,8	143,8	56103,2	258,7	39,2
2072	429,7	1460,9	2005,5	0,0	966,5	408,2	274,2	305,1	13426,1	1820,7	38483,8	54,5	154,2	59789,5	266,0	38,8
2073	424,4	1504,5	2065,3	0,0	1034,9	420,4	293,4	314,1	14397,7	1801,1	41268,6	53,8	165,3	63743,5	273,4	38,4
2074	419,2	1549,3	2126,8	0,0	1107,9	432,9	290,4	323,5	15440,0	1781,8	44256,2	53,2	177,2	67958,4	281,0	37,9
2075	416,5	1595,5	2190,2	0,0	1193,4	445,8	298,4	333,1	16558,2	1762,8	47461,4	52,8	190,1	72498,2	288,9	37,5
2076	411,3	1643,0	2255,5	0,0	1277,2	459,1	306,9	343,1	17757,9	1744,0	50900,2	52,1	203,8	77354,2	297,0	37,1
2077	406,0	1692,0	2322,7	0,0	1366,8	472,8	315,6	353,3	19045,1	1725,5	54589,7	51,5	218,6	82559,4	305,3	36,7
2078	403,4	1742,4	2391,9	0,0	1472,0	486,9	324,5	363,8	20426,2	1707,2	58548,3	51,1	234,4	88152,1	313,9	36,4
2079	395,4	1794,3	2463,2	0,0	1564,3	501,4	333,1	374,7	21908,0	1689,2	62795,8	50,1	251,4	94121,0	322,8	36,0
2080	392,8	1847,8	2536,6	0,0	1684,4	516,4	343,9	385,8	23498,1	1671,4	67353,4	49,8	269,6	100550,0	331,9	35,6
2081	390,2	1902,9	2612,2	0,0	1813,6	531,7	352,2	397,3	25204,3	1653,8	72243,9	49,5	289,2	107440,8	341,3	35,2
2082	384,9	1959,6	2690,0	0,0	1939,4	547,6	363,2	409,2	27035,1	1636,5	77491,7	48,8	310,2	114816,2	351,0	34,8
2083	382,3	2018,0	2770,2	0,0	2087,9	563,9	375,5	421,4	28999,8	1619,4	83123,2	48,5	332,7	122742,7	361,0	34,5
2084	379,6	2078,1	2852,7	0,0	2247,7	580,7	409,1	433,9	31080,7	1601,1	89087,8	48,1	356,5	131156,2	371,4	34,1
2085	374,4	2140,0	2937,7	0,0	2402,7	598,0	394,7	446,8	33312,4	1583,1	95484,5	47,5	382,1	140103,8	382,0	33,7
2086	371,7	2203,8	3025,3	0,0	2586,2	615,8	437,2	460,2	35703,0	1565,2	102336,9	47,1	409,5	149761,9	392,9	33,3
2087	295,3	2269,5	3115,4	0,0	2226,8	634,2	417,8	473,9	27521,4	1113,0	78885,5	37,4	315,7	117305,9	404,2	23,7
2088	295,3	2337,1	3208,3	0,0	2413,9	653,1	549,1	488,0	29604,7	1104,5	84857,0	37,4	339,6	125887,9	413,6	23,5
2089	295,3	2406,8	3303,9	0,0	2616,6	672,5	441,0	502,5	31846,2	1096,1	91282,0	37,4	365,3	134865,7	425,7	23,3
2090	295,3	2478,5	3402,3	0,0	2836,4	692,6	451,0	517,5	34258,0	1087,7	98195,0	37,4	392,9	144644,8	438,1	23,2
2091	295,3	2552,3	3503,7	0,0	3074,7	713,2	467,9	532,9	36853,1	1079,4	105633,3	37,4	422,7	155166,0	450,9	23,0
2092	295,3	2628,4	3608,1	0,0	3333,0	734,5	477,8	548,8	39645,3	1071,2	113636,8	37,4	454,7	166471,3	464,1	22,8
2093	295,3	2706,7	3715,7	0,0	3612,9	756,4	491,7	565,2	42649,8	1063,1	122248,7	37,4	489,1	178632,0	477,6	22,6
2094	292,6	2787,4	3826,4	0,0	3881,5	778,9	506,1	582,0	45882,7	1055,1	131515,4	37,1	526,2	191671,3	491,6	22,5
2095	290,0	2870,5	3940,4	0,0	4169,6	802,1	523,3	599,4	49361,5	1047,1	141486,8	36,8	566,1	205693,5	505,9	22,3
2096	290,0	2956,0	4057,8	0,0	4519,8	826,0	609,2	617,2	53104,9	1039,2	152216,7	36,8	609,0	220882,7	520,7	22,1
2097	290,0	3044,1	4178,8	0,0	4899,5	850,6	552,4	635,6	57133,2	1031,4	163763,0	36,8	655,2	237070,5	535,9	22,0
2098	290,0	3134,8	4303,3	0,0	5311,1	876,0	567,9	654,6	61466,0	1023,6	176182,1	36,8	704,9	254550,9	551,6	21,8
2099	290,0	3228,2	4431,5	0,0	5757,2	902,1	584,5	674,1	66128,4	1016,0	189546,2	36,8	758,3	273353,3	567,8	21,6
2100	290,0	3324,4	4563,6	0,0	6240,8	929,0	601,6	694,2	71145,7	1008,3	203927,5	36,8	815,9	293577,8	584,4	21,5
2101	290,0	3423,5	4699,6	0,0	6765,0	956,7	619,3	714,8	76545,0	1000,8	219403,7	36,8	877,8	315332,8	601,6	21,3
2102	290,0	3525,5	4839,6	0,0	7333,3	985,2	637,5	736,1	82354,1	993,3	236054,4	36,8	944,4	338730,1	619,2	21,2
2103	290,0	3630,6	4983,8	0,0	7949,3	1014,5	656,2	758,1	88605,5	985,9	253973,2	36,8	1016,0	363899,9	637,4	21,0
2104	290,0	3738,7	5132,4	0,0	8617,0	1044,8	675,5	780,7	95332,3	978,5	273254,4	36,8	1093,2	390974,1	656,2	20,8
2105	279,4	3850,2	5285,3	0,0	9001,2	1075,9	695,3	803,9	100942,0	955,8	289333,9	35,4	1157,5	413415,9	675,4	20,4
2106	279,4	3964,9	5442,8	0,0	9757,3	1108,0	740,2	827,9	108620,0	948,8	311341,5	35,4	1245,5	444311,8	695,0	20,2
2107	279,4	4083,1	5605,0	0,0	10576,9	1141,0	736,8	852,6	116884,0	941,9	335028,9	35,4	1340,3	477505,2	715,5	20,1
2108	279,4	4204,7	5772,0	0,0	11465,4	1175,0	758,2	878,0	125778,9	935,0	360524,7	35,4	1442,2	513249,0	736,5	19,9
2109	279,4	4330,0	5944,0	0,0	12428,5	1210,0	788,4	904,1	135353,1	928,2	387967,4	35,4	1552,0	551720,6	758,2	19,8
2110	279,4	4459,1	6121,2	0,0	13472,5	1246,0	803,6	931,1	145658,5	921,5	417506,3	35,4	1670,2	593104,7	780,6	19,6
2111	279,4	4591,9	6303,6	0,0	14604,1	1283,2	827,2	958,8	156751,3	914,8	449302,0	35,4	1797,3	637649,2	803,6	19,5
2112	279,4	4728,8	6491,4	0,0	15830,9	1321,4	851,6	987,4	168691,9	908,2	483527,6	35,4	1934,3	685588,3	827,2	19,3
2113	279,4	4869,7	6684,9	0,0	17160,7	1360,8	1143,5	1016,8	181545,2	901,7	520369,5	35,4	2081,6	737449,2	851,8	19,2
2114	279,4	5014,8	6884,1	0,0	18602,2	1401,3	905,4	1047,1	195381,2	895,2	560028,4	35,4	2240,3	792714,9	876,9	19,1
2115	279,4	5164,3	7089,2	0,0	20164,8	1443,1	929,4	1078,3	210275,5	888,8	602720,5	35,4	2411,0	852479,8	902,8	18,9

Продолжение таблицы 4.2.3.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2116	279,4	5318,2	7300,5	0,0	21858,6	1486,1	956,8	1110,5	226309,3	882,5	648678,5	35,4	2594,9	916810,5	929,4	18,8
2117	279,4	5476,6	7518,0	0,0	23694,7	1530,4	985,0	1143,5	243569,9	876,2	698153,3	35,4	2792,8	986055,4	956,9	18,7
2118	279,4	5639,8	7742,1	0,0	25685,1	1576,0	1014,1	1177,6	262151,7	869,9	751415,0	35,4	3005,8	1060592,1	985,1	18,5
2119	279,4	5807,9	7972,8	0,0	27842,6	1623,0	1044,0	1212,7	282156,1	863,8	808754,5	35,4	3235,2	1140827,5	1014,2	18,4
2120	279,4	5981,0	8210,4	0,0	30181,4	1671,3	1074,9	1248,9	303692,6	857,6	870485,1	35,4	3482,1	1227200,1	1044,2	18,3
2121	279,4	6159,2	8455,0	0,0	32716,6	1721,1	1106,6	1286,1	326878,7	851,6	936944,3	35,4	3747,9	1320182,1	1075,0	18,1
2122	279,4	6342,8	8707,0	0,0	35464,8	1772,4	1139,4	1324,4	351841,4	845,6	1008495,8	35,4	4034,1	1420282,5	1106,8	18,0
2123	279,4	6531,8	8966,5	0,0	38443,9	1825,2	1173,0	1363,9	378717,2	839,7	1085531,1	35,4	4342,3	1528049,4	1139,5	17,9
2124	279,4	6726,4	9233,7	0,0	41673,2	1879,6	1207,7	1404,5	407585,2	833,6	1168276,3	35,4	4673,2	1643808,3	1173,2	17,8
2125	279,4	6926,9	9508,8	0,0	45173,7	1935,6	1243,4	1446,4	438660,7	827,7	1257349,3	35,4	5029,5	1768416,9	1207,9	17,6
2126	279,4	7133,3	9792,2	0,0	48968,3	1993,3	1280,2	1489,5	468958,3	816,3	1344192,4	35,4	5376,9	1890315,7	1243,6	17,4
2127	279,4	7345,9	10084,0	0,0	53081,6	2052,7	1318,1	1533,8	501388,0	805,1	1437146,7	35,4	5748,7	2020819,5	1280,4	17,1
2128	279,4	7564,8	10384,5	0,0	57540,5	2113,9	1357,1	1579,6	534322,3	791,5	1531547,6	35,4	6126,3	2153643,0	1318,3	16,9
2129	279,4	7790,2	10694,0	0,0	62373,9	2176,9	1397,3	1626,6	569493,6	778,2	1632360,2	35,4	6529,6	2295535,3	1357,3	16,6
2130	279,4	8022,3	11012,7	0,0	67613,3	2241,8	1438,7	1675,1	607058,8	765,3	1740034,8	35,4	6960,3	2447137,9	1397,5	16,3
2131	279,4	8261,4	11340,8	0,0	73292,8	2308,6	1481,3	1725,0	647186,6	752,6	1855054,8	35,4	7420,4	2609139,2	1438,9	16,0
2132	279,4	8507,6	11678,8	0,0	79449,4	2377,4	1525,1	1776,4	689786,9	740,0	1977161,5	35,4	7908,8	2781226,8	1481,5	15,8
2133	19,8	8761,1	12026,8	0,0	6093,6	2448,2	1570,3	1829,4	271523,9	268,7	778278,9	2,5	3113,1	1085936,4	1525,4	5,7
2134	19,8	9022,2	12385,2	0,0	6605,5	2521,2	9900,5	1883,9	286973,6	262,0	822563,0	2,5	3290,3	1155429,6	1564,2	5,6
2135	19,8	9291,1	12754,3	0,0	7160,3	2596,3	1741,0	1940,0	303302,4	255,5	869366,8	2,5	3477,5	1211907,4	1610,7	5,4
2136	19,8	9567,9	13134,4	0,0	7761,8	2673,7	1708,2	1997,8	320560,3	249,1	918833,8	2,5	3675,3	1280184,6	1658,6	5,3
2137	19,8	9853,1	13525,8	0,0	8413,8	2753,3	1758,2	2057,4	339495,2	243,3	973107,4	2,5	3892,4	1355122,2	1707,9	5,2
2138	19,8	10146,7	13928,8	0,0	9120,6	2835,4	1810,4	2118,7	358613,0	237,1	1027905,5	2,5	4111,6	1430850,2	1758,7	5,0
Итого приб.период 2024-2138	**45660,6**	**338588,1**	**464901,1**	**90,4**	**1086060,5**	**94636,4**	**70967,4**	**70714,5**	**12280957,4**	**159102,8**	**35183795,3**	**5777,9**	**140758,3**	**49942010,8**	**60078,3**	**4360,3**
Итого расчет. период 2024-2138	**45660,6**	**338588,1**	**464901,1**	**90,4**	**1086060,5**	**94636,4**	**70967,4**	**70714,5**	**12280957,4**	**159102,8**	**35183795,3**	**5777,9**	**140758,3**	**49942010,8**	**60078,3**	**4360,3**

Таблица 4.2.3.13 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода) млн.тенге	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы пеприода) приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тенге/т	Балансовая прибыль (+), убыток (-) млн.тенге	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода млн.тенге	ВСЕГО вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода млн.тенге	Налогооблагаемый доход млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2024	32259,5	122,08	6721,3	728,0	32779,0	6201,8
2025	30708,8	133,85	4176,4	683,3	31206,9	3678,3
2026	30565,9	151,70	1108,9	634,2	31034,1	640,7
2027	30626,2	172,65	-1691,5	563,3	31040,5	-2105,8
2028	31264,8	195,22	-3896,2	517,7	31645,3	-4276,7
2029	31398,2	215,37	-5129,0	456,8	31728,0	-5458,8
2030	32245,1	239,88	-6592,9	408,1	32534,3	-6882,0
2031	33169,9	251,47	-5936,2	360,0	33412,7	-6179,0
2032	34244,0	264,48	-5321,7	313,2	34441,8	-5519,5
2033	35016,5	275,46	-4291,9	273,3	35176,1	-4451,5
2034	35895,6	287,55	-3250,2	253,1	36057,1	-3411,7
2035	36932,4	301,22	-2238,7	226,2	37068,6	-2374,9
2036	38008,0	315,62	-1140,4	196,3	38115,9	-1248,3
2037	39164,3	331,14	8,8	195,8	39273,0	-99,9
2038	40485,1	348,53	1139,2	166,5	40566,1	1058,3
2039	41751,1	365,88	2487,2	174,7	41841,3	2397,0
2040	43157,4	384,93	3869,1	159,3	43233,6	3792,9
2041	44897,7	407,46	5107,3	150,7	44966,6	5038,4
2042	46764,7	431,77	6416,8	129,4	46813,7	6367,8
2043	48292,6	453,55	8275,5	137,6	48350,7	8217,4
2044	49741,4	475,07	10445,0	115,7	49778,9	10407,4
2045	51302,4	498,19	12746,6	119,6	51344,9	12704,1
2046	52992,2	523,12	15181,0	140,1	53056,1	15117,1
2047	54750,9	549,35	17826,4	116,0	54791,9	17785,4
2048	56651,1	577,63	20629,8	102,2	56679,5	20601,4
2049	58660,8	607,73	23642,1	138,6	58726,4	23576,5
2050	60807,3	639,80	26892,7	209,1	60943,5	26756,6
2051	63090,0	674,30	30335,3	167,2	63185,3	30240,0
2052	65474,1	710,71	34069,0	180,0	65583,1	33960,0
2053	68046,3	750,04	38037,3	185,4	68161,4	37922,2
2054	70800,8	791,58	42347,5	216,0	70946,6	42201,7
2055	73727,2	835,97	46979,5	179,0	73836,9	46869,7
2056	76762,7	882,57	52031,8	157,7	76852,0	51942,4
2057	80030,8	932,87	57419,0	137,2	80100,5	57349,3
2058	83472,4	986,30	63241,3	171,1	83576,4	63137,2
2059	87134,2	1043,49	69495,9	140,3	87208,3	69421,8
2060	91020,5	1104,63	76219,4	280,3	91234,1	76005,8
2061	95137,5	1169,86	83468,7	282,6	95353,9	83252,3
2062	99498,5	1239,48	91278,8	310,8	99743,3	91034,0
2063	104137,0	1314,14	99654,5	259,9	104331,8	99459,8
2064	109074,1	1394,16	108656,2	228,6	109238,2	108492,1
2065	114208,0	1478,34	118454,4	199,0	114343,2	118319,2
2066	119790,7	1570,12	128869,0	173,6	119901,4	128758,3
2067	123960,9	1679,71	134406,9	151,3	124051,2	134316,5
2068	130177,7	1785,59	146045,8	132,0	130249,4	145974,0
2069	136806,8	1899,30	158551,4	115,1	136862,3	158495,9
2070	143720,1	2019,26	172145,5	100,4	143761,4	172104,2

Продолжение таблицы 4.2.3.13

1	2	3	4	5	6	7
2071	151173,9	2148,65	186800,2	87,5	151203,0	186771,2
2072	158963,9	2285,37	202711,1	235,1	159139,9	202535,1
2073	167321,8	2432,92	219771,7	177,7	167440,9	219652,6
2074	176188,1	2590,76	238159,5	159,6	176289,6	238057,9
2075	185784,0	2762,44	257788,3	138,4	185864,9	257707,5
2076	195992,1	2946,55	278920,8	120,8	196055,9	278857,0
2077	206757,1	3141,81	301941,0	105,3	206805,8	301892,3
2078	218320,7	3352,92	326616,3	91,9	218356,4	326580,6
2079	230511,9	3577,65	353298,8	80,1	230536,1	353274,6
2080	243345,7	3816,55	382168,1	69,9	243360,0	382153,8
2081	257095,3	4074,40	413131,8	60,9	257100,9	413126,2
2082	272067,5	4356,48	446134,8	53,1	272065,6	446136,7
2083	288123,7	4661,17	481557,3	431,9	288498,5	481182,6
2084	305251,4	4988,81	519671,6	310,3	305505,1	519418,0
2085	323512,9	5341,14	560662,9	735,1	324188,7	559987,2
2086	343059,9	5721,14	604708,2	561,1	343562,1	604206,0
2087	363906,2	6129,80	652098,5	503,0	364350,8	651653,9
2088	386205,6	6570,35	703042,6	436,3	386583,8	702664,4
2089	410041,6	7045,14	757791,3	380,9	410364,7	757468,2
2090	435487,9	7558,70	816382,1	332,0	435762,3	816107,6
2091	462383,0	8111,75	878540,4	289,6	462615,2	878308,2
2092	491053,6	8711,16	944747,0	252,5	491249,4	944551,2
2093	457734,1	10183,70	824387,6	220,2	457898,4	824223,3
2094	487097,3	10915,99	889959,6	192,0	487233,5	889823,3
2095	518348,9	11699,98	960836,5	1182,4	519471,0	959714,5
2096	552365,6	12547,46	1038249,8	856,5	553162,0	1037453,4
2097	588722,2	13457,79	1121872,1	776,9	589439,3	1121155,0
2098	627808,2	14441,33	1211917,1	672,3	628420,9	1211304,3
2099	669770,8	15502,16	1309009,1	587,2	670298,7	1308481,2
2100	714831,3	16646,55	1413700,0	511,9	715284,2	1413247,2
2101	763228,9	17881,34	1526584,3	446,4	763616,5	1526196,7
2102	815216,3	19213,99	1648286,5	389,2	815547,0	1647955,8
2103	871076,9	20652,45	1779512,5	339,4	871358,0	1779231,3
2104	931173,8	22205,29	1921235,0	296,0	931411,8	1920997,0
2105	988878,4	23961,02	2054478,1	258,1	989077,8	2054278,7
2106	1057876,4	25776,27	2217882,0	225,1	1058043,0	2217715,4
2107	1131152,8	27714,27	2395014,4	196,3	1131290,7	2394876,6
2108	1210971,9	29829,29	2585573,5	171,1	1211084,3	2585461,1
2109	1296317,0	32115,14	2789169,1	149,2	1296407,7	2789078,3
2110	1388251,0	34584,63	3009161,9	130,1	1388322,9	3009090,0
2111	1487549,6	37253,20	3247695,9	113,5	1487605,1	3247640,4
2112	1526360,3	39187,38	3433827,0	4098,1	1530381,9	3429805,3
2113	1635914,4	42192,97	3710044,1	2885,7	1638723,9	3707234,6
2114	1754293,8	45452,29	4007718,2	2634,7	1756852,5	4005159,5
2115	1882163,5	48985,81	4328543,2	2277,1	1884364,9	4326341,8
2116	2019521,5	52806,01	4673425,7	1989,2	2021435,3	4671512,0
2117	2167665,7	56936,74	5046263,5	1734,0	2169324,5	5044604,7
2118	2295743,7	60937,86	5413709,2	1512,2	2297178,1	5412274,8
2119	2464642,1	65714,88	5845282,3	1318,6	2465883,3	5844041,2
2120	2646837,4	70887,12	6310753,3	1149,9	2647910,0	6309680,7
2121	2843315,8	76485,60	6812874,3	1002,7	2844241,6	6811948,6
2122	3055057,8	82541,62	7354701,6	874,4	3055855,5	7353903,9
2123	3283272,6	89093,11	7939384,6	762,5	3283958,7	7938698,6
2124	3528994,1	96183,84	8569486,6	664,9	3529582,9	8568897,8

Продолжение таблицы 4.2.3.13

1	2	3	4	5	6	7
2125	3793863,6	103856,12	9249374,7	579,8	3794367,5	9248870,8
2126	4079401,4	112158,31	9982994,1	505,6	4079831,4	9982564,2
2127	4387250,1	121142,80	10774604,1	440,9	4387615,6	10774238,5
2128	4717380,8	130908,60	11624527,3	384,5	4717690,2	11624217,9
2129	5073146,2	141481,61	12541043,9	335,2	5073406,8	12540783,3
2130	5456578,4	152929,16	13529414,2	292,3	5456796,4	13529196,2
2131	5869859,0	165324,34	14595274,5	254,9	5870039,9	14595093,6
2132	6325829,2	179043,21	15734218,3	222,3	6325977,8	15734069,7
2133	6780700,8	193842,56	16892819,3	193,8	6780821,7	16892698,4
2134	7269493,7	209883,72	18137383,0	169,0	7269590,5	18137286,2
2135	7635377,8	228783,00	18987644,4	147,4	7635455,8	18987566,4
2136	8023029,0	249412,15	19884040,8	128,5	8023090,7	19883979,0
2137	4419429,5	319821,09	10704120,1	112,1	4419366,9	10704182,7
2138	4714891,9	347382,00	11417244,4	97,7	4714819,3	11417317,1
2139	3197493,4	459198,22	7858124,0	0,0	3197483,7	7858133,7
2140	3426704,7	497285,58	8432993,2	0,0	3426695,0	8433002,9
2141	3672909,8	538593,30	9049852,7	0,0	3672900,3	9049862,2
2142	3937393,7	583396,42	9711783,2	0,0	3937384,3	9711792,6
2143	4221582,2	631999,99	10422050,7	0,0	4221572,8	10422060,1
2144	4529080,6	684588,95	11192641,3	0,0	4529071,3	11192650,6
2145	4859644,6	741630,21	12020117,4	0,0	4859635,4	12020126,6
2146	5214124,7	803577,93	12904779,2	0,0	5214115,6	12904788,3
2147	5595517,4	870765,65	13855698,5	0,0	5595508,5	13855707,5
2148	6014857,5	943185,52	14910134,0	0,0	6014848,6	14910142,9
2149	6466359,5	1021721,99	16044571,7	0,0	6466350,7	16044580,5
2150	6952523,0	1106895,89	17265087,7	0,0	6952514,2	17265096,5
2151	7476057,9	1199274,95	18578206,4	0,0	7476049,2	18578215,1
2152	8039833,2	1299466,79	19991003,0	0,0	8039824,5	19991011,6
2153	8644447,7	1408271,08	21501884,1	0,0	8644439,2	21501892,6
2154	9291991,1	1525238,30	23140764,5	0,0	9291982,6	23140773,0
2155	9995252,4	1653075,12	24898142,5	0,0	9995244,0	24898150,9
2156	10752784,3	1791759,15	26788803,1	0,0	10752775,9	26788811,5
2157	4167050,1	1892000,18	10768050,7	0,0	4166963,0	10768137,7
2158	4446286,3	2021169,10	11724259,1	0,0	4446199,4	11724346,0
2159	4773123,0	2172304,10	12735064,2	0,0	4773036,2	12735151,0
2160	5143378,1	2343576,95	13813101,7	0,0	5143291,4	13813188,4
2161	5543649,6	2528944,54	14980926,9	0,0	5543562,9	14981013,5
2162	5975886,2	2729346,19	16246501,3	0,0	5975799,7	16246587,8
2163	6443366,2	2946333,40	17617276,8	0,0	6443279,7	17617363,2
2164	6948634,1	3181129,07	19102326,4	0,0	6948547,8	19102412,7
2165	7494902,0	3435198,85	20711581,7	0,0	7494815,8	20711667,9
2166	8085408,8	3710154,36	22454951,5	0,0	8085322,7	22455037,6
2167	8723772,2	4007729,38	24343575,7	0,0	8723686,2	24343661,7
2168	9413911,0	4329803,94	26389514,0	0,0	9413825,1	26389599,9
2169	10160053,0	4678409,03	28605839,0	0,0	10159967,2	28605924,8
2170	10966794,8	5055754,85	31006686,4	0,0	10966709,1	31006772,1
2171	11839100,7	5464231,38	33607373,7	0,0	11839015,2	33607459,3
2172	12782334,9	5906424,13	36424497,2	0,0	12782249,4	36424582,7
2173	13802312,1	6385139,02	39476019,2	0,0	13802226,7	39476104,6
2174	14905329,7	6903418,06	42781387,2	0,0	14905244,4	42781472,5
2175	16098197,0	7464554,61	46361666,5	0,0	16098111,8	46361751,7
Итого приб.период 2024-2175	**415540805,6**	**48988,7**	**1061568015,1**	**51530,8**	**415581813,0**	**1061527007,7**
Итого расчет. период 2024-2175	**415540805,6**	**48988,7**	**1061568015,1**	**51530,8**	**415581813,0**	**1061527007,7**

Таблица 4.2.3.14 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода) млн.тенге	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы пеприода) приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тенге/т	Балансовая прибыль (+), убыток (-) млн.тенге	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода млн.тенге	ВСЕГО вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода млн.тенге	Налогооблагаемый доход млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2024	32259,9	122,08	6720,9	731,3	32782,6	6198,2
2025	31262,1	131,48	4894,7	711,2	31781,5	4375,3
2026	31222,3	147,39	2061,0	662,0	31710,1	1573,2
2027	31231,1	165,33	-486,5	591,1	31664,2	-919,7
2028	32016,9	183,84	-2430,6	545,9	32414,8	-2828,5
2029	32187,3	201,90	-3726,7	480,7	32530,5	-4069,9
2030	33113,0	224,24	-5304,5	437,7	33421,4	-5612,9
2031	34093,4	235,46	-4587,7	384,3	34350,5	-4844,8
2032	35216,7	248,06	-3911,5	334,6	35426,2	-4121,0
2033	36012,8	258,66	-2791,9	302,8	36192,2	-2971,4
2034	36939,0	270,50	-1678,6	277,0	37115,0	-1854,6
2035	38025,8	283,83	-591,7	239,3	38166,1	-732,0
2036	39156,4	297,86	592,9	209,0	39268,3	481,0
2037	40371,1	312,92	1844,4	191,7	40467,3	1748,2
2038	41774,3	329,88	3070,2	165,5	41846,1	2998,4
2039	43116,4	346,90	4515,1	173,4	43197,4	4434,1
2040	44597,8	365,52	6004,7	158,2	44665,1	5937,4
2041	46450,2	387,74	7319,5	162,8	46523,6	7246,1
2042	48437,9	411,74	8708,6	151,8	48501,7	8644,7
2043	50035,1	433,03	10712,0	179,5	50127,3	10619,8
2044	51539,9	454,05	13050,7	148,4	51602,6	12988,0
2045	53163,0	476,66	15527,2	166,8	53245,2	15445,0
2046	54915,3	501,03	18148,1	178,0	55009,9	18053,6
2047	56747,2	526,77	20981,8	170,8	56835,7	20893,3
2048	58721,1	554,45	23998,0	146,2	58786,4	23932,7
2049	60812,2	583,96	27234,2	152,8	60885,2	27161,1
2050	63029,3	615,52	30690,0	225,6	63175,3	30543,9
2051	65399,1	649,41	34375,1	180,9	65501,7	34272,6
2052	67873,6	685,22	38364,2	192,1	67988,3	38249,5
2053	70569,5	723,41	42670,9	195,9	70688,9	42551,6
2054	73437,6	764,32	47285,9	262,3	73623,2	47100,3
2055	76481,4	808,05	52239,3	213,0	76618,8	52101,9
2056	79638,6	853,99	57642,3	188,5	79752,5	57528,4
2057	83037,8	903,63	63396,7	163,9	83128,1	63306,3
2058	86617,5	956,45	69602,4	194,3	86738,8	69481,0
2059	90422,4	1013,06	76252,4	160,6	90511,0	76163,8
2060	94470,1	1074,24	83319,0	262,2	94660,5	83128,5
2061	98713,5	1139,15	90957,5	311,8	98953,5	90717,4
2062	103235,8	1208,88	99137,7	328,4	103493,0	98880,6
2063	108021,5	1283,40	107935,5	276,7	108227,8	107729,2
2064	111491,0	1373,24	112334,9	242,9	111665,9	112160,0
2065	116729,0	1458,61	122140,6	211,6	116873,4	121996,2
2066	122329,3	1550,59	132627,4	184,5	122447,6	132509,1
2067	128345,5	1649,96	143844,0	160,9	128441,0	143748,5
2068	134733,7	1756,55	155884,9	140,3	134809,5	155809,1
2069	141546,3	1871,25	168782,5	247,0	141729,1	168599,6
2070	148641,0	1992,43	182769,8	194,0	148771,5	182639,3

Продолжение таблицы 4.2.3.14

1	2	3	4	5	6	7
2071	156231,0	2123,14	197739,7	406,1	156572,9	197397,8
2072	164191,4	2261,98	213914,8	472,2	164598,8	213507,4
2073	172602,3	2410,33	231326,2	391,4	172929,7	230998,9
2074	181596,9	2570,35	249960,8	344,8	181878,4	249679,3
2075	191316,3	2744,45	269806,1	300,1	191553,8	269568,6
2076	201634,2	2931,38	291093,0	261,8	201834,1	290893,1
2077	212461,3	3130,09	314089,1	228,3	212628,3	313922,2
2078	224156,4	3346,28	338594,2	199,1	224294,8	338455,7
2079	236387,6	3575,48	365109,9	173,6	236501,1	364996,4
2080	249235,0	3819,30	393738,5	633,5	249806,1	393167,3
2081	263144,2	4085,06	424229,8	469,5	263552,0	423822,1
2082	278037,1	4372,24	456871,9	423,7	278399,4	456509,5
2083	294043,7	4683,57	491759,5	752,6	294733,0	491070,2
2084	310977,6	5019,94	528874,4	590,4	311505,5	528346,5
2085	329001,8	5381,90	568701,4	979,2	329916,2	567787,0
2086	348243,6	5772,69	611340,2	774,0	348953,5	610630,3
2087	324511,9	6823,58	526746,5	688,7	325141,4	526116,9
2088	343808,5	7311,13	567531,9	598,2	344348,1	566992,3
2089	364160,9	7831,05	611572,9	522,0	364625,0	611108,9
2090	365723,8	8292,82	621487,8	455,1	366121,2	621090,4
2091	387753,4	8878,48	671191,3	396,9	388093,1	670851,6
2092	411944,0	9508,84	726535,3	346,1	412233,5	726245,9
2093	437314,1	10192,80	783960,6	301,8	437559,7	783714,9
2094	464386,9	10929,11	845716,8	263,2	464594,3	845509,4
2095	484480,6	11688,12	892108,2	1244,5	485665,3	890923,6
2096	515020,6	12538,92	962758,1	910,6	515871,9	961906,8
2097	547588,0	13453,77	1038871,5	824,1	548353,3	1038106,2
2098	582538,0	14443,29	1120618,2	713,5	583193,2	1119963,0
2099	619953,7	15511,01	1208544,3	623,1	620519,0	1207979,0
2100	660016,1	16663,32	1303113,7	543,2	660502,0	1302627,8
2101	702920,9	17907,15	1404824,3	473,7	703337,8	1404407,3
2102	748873,2	19250,12	1514194,7	413,0	749230,0	1513837,9
2103	798104,0	20700,30	1631814,5	360,2	798408,5	1631510,0
2104	850853,5	22266,60	1758291,1	314,1	851112,3	1758032,3
2105	900494,8	24046,59	1874720,0	273,9	900713,1	1874501,8
2106	960465,9	25880,28	2018983,0	238,8	960649,6	2018799,3
2107	1024695,9	27860,23	2174114,4	208,3	1024849,6	2173960,8
2108	1093590,5	30000,95	2340836,3	181,6	1093717,5	2340709,3
2109	1167453,8	32314,57	2520057,0	158,4	1167558,0	2519952,7
2110	1246645,4	34815,12	2712720,1	138,1	1246729,8	2712635,7
2111	1331588,1	37518,82	2919804,2	120,4	1331655,3	2919737,0
2112	1423119,1	40454,09	3141978,7	105,0	1423156,3	3141941,5
2113	1521137,3	43623,40	3380964,4	91,6	1521161,6	3380940,2
2114	1625757,7	47035,37	3638388,1	79,9	1625770,8	3638375,0
2115	1738308,1	50734,22	3914794,5	69,6	1738311,6	3914791,1
2116	1859106,4	54735,84	4211879,4	60,7	1859101,4	4211884,4
2117	1988770,2	59065,41	4531190,3	52,9	1988758,1	4531202,5
2118	2127967,6	63750,33	4874387,8	46,2	2127949,1	4874406,2
2119	2277417,2	68820,30	5243256,7	40,3	2277393,4	5243280,5
2120	2438214,7	74307,61	5640870,2	35,1	2438186,3	5640898,7
2121	2610923,8	80247,21	6068323,8	30,6	2610891,4	6068356,3
2122	2796447,6	86677,00	6527857,8	26,7	2796411,7	6527893,7
2123	2995758,8	93638,09	7021881,2	23,3	2995720,0	7021920,0
2124	3209631,2	101178,70	7552149,1	20,3	3209589,9	7552190,4
2125	3439489,5	109344,16	8122389,2	17,7	3439446,1	8122432,6

Продолжение таблицы 4.2.3.14

1	2	3	4	5	6	7
2126	3673836,7	118355,82	8696764,9	15,4	3673791,9	8696809,7
2127	3924911,2	128126,06	9311856,2	13,5	3924865,2	9311902,2
2128	4186806,3	138817,20	9948795,6	11,7	4186759,5	9948842,4
2129	4467129,4	150415,78	10629896,4	10,2	4467082,0	10629943,8
2130	4767402,1	162999,75	11358915,0	8,9	4767354,3	11358962,8
2131	5088922,4	176653,46	12138668,9	7,8	5088874,4	12138716,9
2132	5514934,0	194402,19	12886672,5	6,8	5514885,9	12886720,6
2133	3556743,5	232638,57	8567104,8	5,9	3556582,3	8567266,1
2134	3792620,6	252580,96	9136672,4	5,2	3792462,7	9136830,3
2135	4027471,5	273082,19	9761829,1	4,5	4027316,9	9761983,8
2136	4286989,5	295924,16	10420653,1	3,9	4286838,1	10420804,5
2137	4567084,8	320614,02	11132561,6	3,4	4566936,3	11132710,1
2138	4862718,7	347567,95	11881738,1	3,0	4862573,5	11881883,3
2139	3364585,5	456328,05	8341938,0	0,2	3364576,0	8341947,5
2140	3605001,4	494316,65	8946712,2	0,1	3604992,0	8946721,6
2141	3863188,4	535523,56	9595396,6	0,1	3863179,1	9595406,0
2142	4140487,7	580224,01	10291201,9	0,1	4140478,4	10291211,2
2143	4438241,1	628721,39	11037209,9	0,1	4438231,9	11037219,0
2144	4758087,6	681336,56	11837425,6	0,1	4758078,5	11837434,6
2145	5101698,9	738422,06	12695816,8	0,1	5101689,9	12695825,8
2146	5471085,5	800351,03	13617401,5	0,1	5471076,7	13617410,4
2147	2266990,9	882874,74	5505468,6	0,1	2266943,8	5505515,7
2148	2401481,0	945653,85	5931186,2	0,0	2401434,5	5931232,8
2149	2556692,8	1017970,74	6376559,8	0,0	2556646,8	6376605,8
2150	2728379,3	1099523,56	6839062,8	0,0	2728333,8	6839108,3
2151	2912192,6	1187853,65	7334461,4	0,0	2912147,6	7334506,3
2152	3108925,7	1283501,13	7865158,6	0,0	3108881,3	7865203,0
2153	3326242,2	1386249,65	8457843,7	0,0	3326198,2	8457887,7
2154	3560207,0	1497383,36	9097499,2	0,0	3560163,4	9097542,8
2155	3811575,6	1617665,20	9785889,3	0,0	3811532,4	9785932,5
Итого приб.период 2024-2155	**174491011,8**	**20570,98**	**406059065,5**	**32102,8**	**174513511,9**	**406036565,5**
Итого расчет. период 2024-2155	**174491011,8**	**20570,98**	**406059065,5**	**32102,8**	**174513511,9**	**406036565,5**

Таблица 4.2.3.15 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода) млн.тенге	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы пепериода) приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тенге/тонну	Балансовая прибыль (+), убыток (-) млн.тенге	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода млн.тенге	ВСЕГО вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода млн.тенге	Налогооблагаемый доход млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2024	15673,7	167,58	-1762,6	282,9	15875,5	-1964,4
2025	15755,1	182,67	-1849,5	254,8	15934,0	-2028,5
2026	15891,9	204,03	-2279,2	230,9	16053,0	-2440,2
2027	16046,0	227,54	-2686,2	199,9	16181,6	-2821,8
2028	16878,9	246,22	-2800,6	174,5	16990,6	-2912,3
2029	17165,9	257,53	-2327,3	152,2	17256,6	-2418,0
2030	17582,0	271,22	-1938,7	132,7	17654,6	-2011,3
2031	18014,5	285,68	-1519,5	121,5	18077,2	-1582,3
2032	18580,1	302,97	-1190,4	105,0	18627,5	-1237,8
2033	18921,9	317,18	-584,7	102,6	18968,0	-630,9
2034	19193,6	330,66	147,0	87,6	19237,5	103,1
2035	19512,3	345,41	891,3	76,7	19546,5	857,1
2036	19871,5	361,37	1658,4	66,8	19897,0	1632,9
2037	20266,1	378,51	2457,4	67,7	20293,5	2430,0
2038	20706,5	397,09	3283,7	57,4	20724,6	3265,6
2039	21171,4	417,02	4147,4	61,4	21194,5	4124,3
2040	21682,5	438,54	5046,0	51,6	21696,8	5031,7
2041	22234,1	461,64	5990,0	58,4	22256,0	5968,2
2042	22838,5	486,65	6972,8	62,7	22865,6	6945,8
2043	23480,1	513,34	8015,8	77,0	23522,1	7973,8
2044	24157,9	541,77	9126,2	63,3	24187,0	9097,1
2045	24883,6	572,28	10298,9	73,9	24923,9	10258,6
2046	25665,7	605,17	11532,6	61,2	25694,2	11504,1
2047	26498,7	640,44	12840,4	75,1	26541,8	12797,3
2048	27380,7	677,95	14244,2	61,7	27411,1	14213,7
2049	28325,4	718,31	15730,3	79,3	28374,0	15681,6
2050	29328,8	761,79	17297,1	91,7	29390,3	17235,5
2051	30379,2	808,02	18978,1	76,1	30425,8	18931,4
2052	31479,4	857,19	20781,0	67,0	31517,6	20742,8
2053	32667,2	910,49	22679,3	58,3	32697,4	22649,1
2054	33925,9	967,64	24701,8	50,9	33949,3	24678,4
2055	35259,1	1028,91	26857,5	44,4	35276,6	26840,0
2056	36645,2	1093,63	29194,7	38,7	36657,6	29182,2
2057	38140,6	1163,81	31663,2	33,7	38148,6	31655,2
2058	39707,1	1238,56	34313,8	29,4	39711,4	34309,5
2059	41361,7	1318,72	37139,4	25,7	41362,7	37138,3
2060	43156,8	1406,13	40112,3	82,7	43215,2	40054,0
2061	44992,5	1497,77	43352,8	165,9	45133,6	43211,8
2062	46956,3	1596,78	46792,9	128,5	47060,5	46688,7
2063	49036,2	1703,02	50468,8	114,8	49127,2	50377,8
2064	49623,4	1878,11	49355,3	99,7	49701,1	49277,6
2065	51791,3	2002,62	53226,9	87,0	51856,8	53161,4
2066	54112,0	2137,26	57335,8	75,8	54166,8	57281,1
2067	56652,3	2284,64	61669,7	66,1	56697,8	61624,1
2068	59340,9	2442,98	66299,2	57,7	59378,4	66261,7
2069	62199,9	2613,69	71232,1	174,9	62354,5	71077,4
2070	65132,4	2793,12	76597,0	131,1	65243,6	76485,8

Продолжение таблицы 4.2.3.15

1	2	3	4	5	6	7
2071	68255,4	2986,53	82319,5	351,3	68585,6	81989,3
2072	71438,8	3188,82	88559,6	265,6	71683,5	88314,9
2073	74783,2	3404,86	95254,6	238,6	75001,4	95036,5
2074	78400,0	3640,36	102334,9	206,9	78586,7	102148,1
2075	82354,3	3899,25	109779,7	180,6	82515,1	109618,8
2076	86542,9	4178,30	117706,5	157,5	86681,0	117568,4
2077	90831,5	4471,06	126330,7	137,3	90949,7	126212,4
2078	95529,6	4793,49	135397,0	119,7	95630,7	135295,9
2079	100335,3	5131,46	145265,3	104,4	100421,3	145179,3
2080	105211,2	5483,50	156035,1	573,2	105763,4	155482,9
2081	110610,1	5874,01	167319,9	416,9	111006,3	166923,7
2082	116433,4	6299,37	179289,5	377,8	116790,9	178932,0
2083	122689,1	6761,49	192011,6	327,0	122996,2	191704,5
2084	129339,6	7259,74	205605,5	285,6	129605,5	205339,5
2085	136409,0	7796,93	220133,9	249,0	136638,7	219904,2
2086	143926,1	8376,24	235661,3	217,1	144124,3	235463,1
2087	151920,4	9001,19	252252,5	189,3	152091,2	252081,7
2088	160426,1	9675,46	269985,1	165,1	160573,0	269838,3
2089	169472,9	10403,36	288918,0	144,0	169599,0	288792,0
2090	158798,5	11246,60	271890,5	125,5	158906,3	271782,7
2091	167721,6	12048,93	292544,1	109,5	167813,6	292452,1
2092	177879,8	12894,67	316560,3	95,5	177958,0	316482,2
2093	188210,9	13838,40	340216,5	83,2	188277,0	340150,4
2094	199209,2	14856,58	365528,1	72,6	199264,9	365472,4
2095	201962,7	16043,83	372746,8	63,3	202009,5	372700,0
2096	213916,8	17211,65	401170,6	55,2	213955,7	401131,7
2097	226702,5	18473,82	431626,8	48,1	226734,5	431594,7
2098	240367,5	19837,24	464272,7	42,0	240393,6	464246,6
2099	254950,3	21308,26	499290,0	36,6	254971,3	499269,1
2100	270516,1	22895,71	536849,8	31,9	270532,5	536833,3
2101	287134,6	24609,17	577135,2	27,8	287147,2	577122,7
2102	304881,1	26459,02	620342,9	24,3	304890,3	620333,7
2103	323836,2	28456,51	666683,5	21,2	323842,5	666677,2
2104	344086,5	30613,87	716382,9	18,5	344090,3	716379,2
2105	365725,0	32944,31	769683,5	16,1	365726,6	769682,0
2106	388680,8	35469,48	826233,0	14,0	388680,5	826233,3
2107	413204,0	38198,73	886822,4	12,2	413202,1	886824,3
2108	439406,6	41149,06	951738,5	10,7	439403,3	951741,8
2109	467408,4	44338,94	1021288,3	9,3	467403,9	1021292,8
2110	497338,3	47788,40	1095800,9	8,1	497332,8	1095806,4
2111	529334,5	51519,17	1175628,6	7,1	529328,1	1175635,0
2112	563545,3	55554,81	1261148,8	6,2	563538,2	1261155,9
2113	600130,1	59920,93	1352765,7	5,4	600122,4	1352773,4
2114	639259,8	64645,28	1450912,4	4,7	639251,6	1450920,6
2115	681118,1	69758,00	1556052,7	4,1	681109,4	1556061,4
2116	725902,0	75291,79	1668683,7	3,6	725892,9	1668692,7
2117	773823,2	81282,16	1789337,5	3,1	773813,9	1789346,9
2118	825109,1	87767,63	1918584,6	2,7	825099,5	1918594,2
2119	880003,8	94790,02	2057035,8	2,4	879994,0	2057045,6
2120	939091,2	102381,78	2206500,0	2,1	939081,3	2206509,9

Продолжение таблицы 4.2.3.15

1	2	3	4	5	6	7
2121	1002383,5	110603,07	2366711,1	1,8	1002373,5	2366721,2
2122	1070189,5	119507,11	2538443,4	1,6	1070179,4	2538453,5
2123	1142841,3	129151,68	2722527,0	1,4	1142831,1	2722537,2
2124	1220695,8	139599,51	2919852,5	1,2	1220685,5	2919862,7
2125	1304204,7	150915,93	3131618,8	1,0	1304194,4	3131629,1
2126	1393721,7	163177,22	3358638,9	0,9	1393711,4	3358649,2
2127	1489691,5	176463,60	3602015,0	0,8	1489681,2	3602025,2
2128	1592592,1	190862,11	3862929,2	0,7	1592581,8	3862939,4
2129	1702937,6	206467,29	4142650,1	0,6	1702927,4	4142660,3
2130	1821457,8	223374,53	4443172,7	0,5	1821447,6	4443182,9
2131	1948599,8	241701,22	4765427,0	0,5	1948589,7	4765437,1
2132	2085006,8	261568,19	5110992,4	0,4	2084996,8	5111002,5
2133	2231371,1	283106,58	5481564,1	0,3	2231361,1	5481574,1
2134	2388437,5	306458,80	5878961,5	0,3	2388427,6	5878971,4
2135	2557007,2	331779,48	6305137,6	0,3	2556997,4	6305147,4
2136	2737942,9	359236,49	6762188,8	0,2	2737933,1	6762198,5
2137	2932172,5	389012,13	7252365,6	0,2	2932162,8	7252375,3
2138	3140695,0	421304,34	7778084,1	0,2	3140685,4	7778093,7
2139	3364585,5	456328,05	8341938,0	0,2	3364576,0	8341947,5
2140	3605001,4	494316,65	8946712,2	0,1	3604992,0	8946721,6
2141	3863188,4	535523,56	9595396,6	0,1	3863179,1	9595406,0
2142	4140487,7	580224,01	10291201,9	0,1	4140478,4	10291211,2
2143	4438241,1	628721,39	11037209,9	0,1	4438231,9	11037219,0
2144	4758087,6	681336,56	11837425,6	0,1	4758078,5	11837434,6
2145	5101698,9	738422,06	12695816,8	0,1	5101689,9	12695825,8
2146	5471085,5	800351,03	13617401,5	0,1	5471076,7	13617410,4
2147	2266990,9	882874,74	5505468,6	0,1	2266943,8	5505515,7
2148	2401481,0	945653,85	5931186,2	0,0	2401434,5	5931232,8
2149	2556692,8	1017970,74	6376559,8	0,0	2556646,8	6376605,8
2150	2728379,3	1099523,56	6839062,8	0,0	2728333,8	6839108,3
2151	2912192,6	1187853,65	7334461,4	0,0	2912147,6	7334506,3
2152	3108925,7	1283501,13	7865158,6	0,0	3108881,3	7865203,0
2153	3326242,2	1386249,65	8457843,7	0,0	3326198,2	8457887,7
2154	3560207,0	1497383,36	9097499,2	0,0	3560163,4	9097542,8
2155	3811575,6	1617665,20	9785889,3	0,0	3811532,4	9785932,5
Итого приб.период 2024-2155	**112031441,6**	**36559,97**	**268984621,2**	**10226,7**	**112038420,3**	**268977642,6**
Итого расчет. период 2024-2155	**112031441,6**	**36559,97**	**268984621,2**	**10226,7**	**112038420,3**	**268977642,6**

Таблица 4.2.3.16 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода) млн.тенге	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы пеприода) приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тенге/тонну	Балансовая прибыль (+), убыток (-) млн.тенге	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода млн.тенге	ВСЕГО вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода млн.тенге	Налогооблагаемый доход млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2024	16586,2	97,16	8483,5	448,3	16907,1	8162,6
2025	15507,1	102,34	6744,2	456,3	15847,5	6403,8
2026	15330,4	114,45	4340,2	431,1	15657,1	4013,4
2027	15185,0	128,27	2199,7	391,3	15482,7	1902,1
2028	15138,0	143,35	370,0	371,4	15424,2	83,8
2029	15021,3	161,93	-1399,3	328,6	15273,9	-1651,8
2030	15531,0	187,48	-3365,7	305,0	15766,8	-3601,5
2031	16078,9	196,72	-3068,1	262,8	16273,3	-3262,5
2032	16636,6	206,30	-2721,1	229,7	16798,7	-2883,2
2033	17090,9	214,79	-2207,2	200,2	17224,2	-2340,5
2034	17745,3	226,01	-1825,5	189,4	17877,5	-1957,7
2035	18513,5	238,93	-1483,0	162,6	18619,6	-1589,1
2036	19284,9	252,19	-1065,5	142,2	19371,3	-1151,9
2037	20105,0	266,39	-612,9	124,0	20173,9	-681,8
2038	21067,8	282,83	-213,5	108,1	21121,6	-267,2
2039	21945,0	298,48	367,7	111,9	22002,9	309,8
2040	22915,2	315,76	958,8	106,6	22968,4	905,6
2041	24216,1	338,05	1329,4	104,4	24267,6	1277,9
2042	25599,3	362,02	1735,8	89,1	25636,2	1698,9
2043	26554,9	380,41	2696,3	102,4	26605,2	2645,9
2044	27382,0	397,29	3924,5	85,0	27415,6	3891,0
2045	28279,4	415,56	5228,3	92,9	28321,3	5186,4
2046	29249,6	435,30	6615,4	116,8	29315,6	6549,5
2047	30248,5	455,89	8141,4	95,7	30294,0	8096,0
2048	31340,4	478,32	9753,8	84,5	31375,2	9718,9
2049	32486,8	502,08	11503,9	73,5	32511,3	11479,5
2050	33700,5	527,39	13392,9	133,9	33785,0	13308,5
2051	35020,0	554,91	15397,1	104,8	35075,9	15341,2
2052	36394,2	583,90	17583,2	125,1	36470,7	17506,7
2053	37902,4	614,58	19991,6	137,6	37991,5	19902,4
2054	39511,7	647,50	22584,1	211,4	39673,9	22421,9
2055	41222,3	682,71	25381,8	168,6	41342,2	25261,9
2056	42993,4	719,59	28447,6	149,8	43094,9	28346,1
2057	44897,2	759,41	31733,5	130,1	44979,5	31651,2
2058	46910,4	801,85	35288,6	164,9	47027,5	35171,5
2059	49060,7	847,45	39113,0	134,9	49148,3	39025,5
2060	51313,2	896,31	43206,6	179,5	51445,4	43074,5
2061	53721,0	948,86	47604,6	145,9	53819,9	47505,6
2062	56279,6	1005,15	52344,7	199,9	56432,5	52191,8
2063	58985,3	1065,21	57466,7	161,8	59100,5	57351,4
2064	61867,6	1129,67	62979,6	143,3	61964,7	62882,4
2065	64937,6	1198,87	68913,7	124,6	65016,5	68834,8
2066	68217,3	1273,33	75291,6	108,7	68280,8	75228,1
2067	71693,2	1352,96	82174,3	94,8	71743,2	82124,3
2068	75392,8	1438,42	89585,7	82,6	75431,1	89547,4
2069	79346,4	1530,46	97550,3	72,1	79374,6	97522,2
2070	83508,6	1628,35	106172,9	62,8	83527,8	106153,6

Продолжение таблицы 4.2.3.16

1	2	3	4	5	6	7
2071	87975,6	1734,17	115420,1	54,8	87987,3	115408,5
2072	92752,7	1848,23	125355,2	206,6	92915,2	125192,6
2073	97819,1	1970,34	136071,6	152,8	97928,3	135962,4
2074	103196,9	2101,16	147625,9	138,0	103291,6	147531,2
2075	108962,0	2242,49	160026,4	119,5	109038,6	159949,8
2076	115091,3	2394,14	173386,5	104,3	115153,1	173324,7
2077	121629,8	2557,31	187758,5	91,0	121678,5	187709,8
2078	128626,7	2733,38	203197,2	79,3	128664,2	203159,8
2079	136052,3	2922,05	219844,5	69,2	136079,8	219817,0
2080	144023,7	3126,20	237703,4	60,3	144042,7	237684,4
2081	152534,1	3346,09	256909,9	52,6	152545,6	256898,4
2082	161603,7	3582,59	277582,4	45,9	161608,6	277577,6
2083	171354,5	3838,87	299747,9	425,6	171736,9	299365,6
2084	181638,1	4115,74	323268,9	304,8	181900,0	323007,0
2085	192592,9	4413,63	348567,5	730,3	193277,6	347882,8
2086	204317,5	4735,78	375678,9	556,9	204829,3	375167,2
2087	172591,4	5625,61	274494,0	499,4	173050,3	274035,2
2088	183382,3	6023,46	297546,8	433,1	183775,1	297154,0
2089	194688,0	6444,06	322654,9	378,1	195026,0	322316,9
2090	206925,3	6901,75	349597,3	329,6	207215,0	349307,7
2091	220031,8	7395,19	378647,3	287,4	220279,6	378399,5
2092	234064,2	7927,02	409975,0	250,7	234275,5	409763,7
2093	249103,2	8500,77	443744,1	218,6	249282,7	443564,6
2094	265177,7	9118,28	480188,6	190,6	265329,3	480037,0
2095	282518,0	9788,41	519361,4	1181,2	283655,8	518223,6
2096	301103,8	10511,51	561587,5	855,4	301916,2	560775,2
2097	320885,5	11286,90	607244,7	776,0	321618,8	606511,4
2098	342170,5	12126,92	656345,5	671,5	342799,6	655716,4
2099	365003,4	13034,08	709254,3	586,5	365547,7	708709,9
2100	389500,0	14013,92	766263,9	511,2	389969,5	765794,4
2101	415786,3	15072,44	827689,0	445,8	416190,7	827284,6
2102	443992,1	16216,22	893851,8	388,8	444339,7	893504,2
2103	474267,8	17452,26	965131,0	339,0	474566,0	964832,8
2104	506767,0	18788,26	1041908,2	295,6	507022,1	1041653,1
2105	534769,8	20297,48	1105036,5	257,8	534986,5	1104819,8
2106	571785,1	21862,49	1192750,0	224,8	571969,1	1192566,0
2107	611491,9	23552,74	1287292,0	196,0	611647,5	1287136,5
2108	654183,9	25382,08	1389097,9	170,9	654314,2	1388967,6
2109	700045,4	27360,41	1498768,6	149,1	700154,1	1498659,9
2110	749307,1	29499,71	1616919,1	130,0	749397,0	1616829,2
2111	802253,7	31814,39	1744175,6	113,3	802327,2	1744102,0
2112	859573,8	34335,34	1880829,9	98,8	859618,0	1880785,7
2113	921007,2	37056,12	2028198,8	86,2	921039,2	2028166,8
2114	986497,9	39978,28	2187475,8	75,2	986519,2	2187454,4
2115	1057190,1	43152,35	2358741,8	65,5	1057202,2	2358729,7
2116	1133204,4	46588,14	2543195,7	57,2	1133208,5	2543191,6
2117	1214947,0	50307,46	2741852,8	49,8	1214944,2	2741855,6
2118	1302858,4	54334,11	2955803,1	43,5	1302849,6	2955812,0
2119	1397413,4	58693,86	3186220,9	37,9	1397399,4	3186234,9
2120	1499123,5	63414,68	3434370,3	33,0	1499105,0	3434388,8
2121	1608540,3	68526,92	3701612,7	28,8	1608517,9	3701635,1
2122	1726258,0	74063,45	3989414,4	25,1	1726232,3	3989440,1
2123	1852917,5	80059,97	4299354,2	21,9	1852888,9	4299382,7
2124	1988935,5	86557,76	4632296,6	19,1	1988904,4	4632327,6
2125	2135284,8	93596,59	4990770,4	16,7	2135251,7	4990803,5

Продолжение таблицы 4.2.3.16

1	2	3	4	5	6	7
2126	2280115,0	101340,90	5338125,9	14,5	2280080,4	5338160,5
2127	2435219,7	109737,68	5709841,3	12,7	2435184,0	5709877,0
2128	2594214,3	118911,36	6085866,4	11,0	2594177,7	6085903,0
2129	2764191,8	128863,36	6487246,3	9,6	2764154,7	6487283,5
2130	2945944,3	139660,36	6915742,3	8,4	2945906,7	6915779,9
2131	3140322,7	151374,73	7373241,9	7,3	3140284,7	7373279,8
2132	3429927,2	168154,27	7775680,1	6,4	3429889,1	7775718,2
2133	1325372,4	178935,73	3085540,7	5,6	1325221,1	3085692,0
2134	1404183,2	194436,73	3257710,9	4,9	1404035,1	3257858,9
2135	1470464,3	208835,54	3456691,6	4,2	1470319,4	3456836,4
2136	1549046,7	225636,74	3658464,3	3,7	1548905,0	3658606,0
2137	1634912,3	243750,33	3880196,0	3,2	1634773,5	3880334,8
2138	1722023,7	263467,31	4103654,0	2,8	1721888,1	4103789,6
Итого приб.период 2024-2138	**62459570,2**	**11528,02**	**137074444,3**	**21876,1**	**62475091,6**	**137058922,9**
Итого расчет. период 2024-2138	**62459570,2**	**11528,02**	**137074444,3**	**21876,1**	**62475091,6**	**137058922,9**

4.2.4 Налоги и отчисления

Расчет налогов и отчислений производился в соответствии с системой налогообложения в Республике Казахстан, Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» далее Налоговый Кодекс и Контрактом на недропользование.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

1. Налог на добавленную стоимость, при реализации продукции на внутреннем рынке – 12%, в соответствии с действующим налоговым кодексом РК. Налог на добавленную стоимость при приобретении основных фондов, материалов и услуг облагаются по ставке 12%, в соответствии с Законом о налогах РК;
2. Социальный налог – 9,5% до 2025 года от величины Фонда оплаты труда (ФОТ), с 2025 года – 11%;
3. Отчисления в Пенсионный фонд – 10% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
4. Налог на имущество – 1,5% от остаточной стоимости основных фондов;
5. Экспортная таможенная пошлина – размер ставок вывозных таможенных пошлин в отношении сырой нефти и товаров, выработанных из нефти.

Базой для исчисления экспортной таможенной пошлины на сырую нефть является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены, рассчитанной в порядке, установленном приказом №81 от 17 февраля 2016 г. Министерства Национальной Экономики Республики Казахстан. При экспорте сырой нефти и товаров, выработанных из нефти экспортная таможенная пошлина исчисляется по следующим ставкам:

Ставки экспортной таможенной пошлины в зависимости от мировой цены на нефть

Мировая цена	Доллар США/тонну
До 25 долларов США за баррель	0
С 25 до 30 долларов США за баррель	10
С 30 до 35 долларов США за баррель	20
С 35 до 40 долларов США за баррель	35
С 40 до 45 долларов США за баррель	40
С 45 до 50 долларов США за баррель	45
С 50 до 55 долларов США за баррель	50
С 55 до 60 долларов США за баррель	55
С 60 до 65 долларов США за баррель	60
С 65 до 70 долларов США за баррель	65

С 70 до 75 долларов США за баррель	70
С 75 до 80 долларов США за баррель	75
С 80 до 85 долларов США за баррель	80
С 85 до 90 долларов США за баррель	85
С 90 до 95 долларов США за баррель	90
С 100 до 105 долларов США за баррель	95
С 100 до 105 долларов США за баррель	100
С 105 до 115 долларов США за баррель	115
С 115 до 125 долларов США за баррель	130
С 125 до 135 долларов США за баррель	145
С 135 до 145 долларов США за баррель	160
С 145 до 155 долларов США за баррель	176
С 155 до 165 долларов США за баррель	191
С 165 до 175 долларов США за баррель	206
С 175 до 185 долларов США за баррель	221
От 185 долларов США за баррель и выше	236

6. Корпоративный подоходный налог с юридических лиц по ставке 20% от налогооблагаемой прибыли;

7. Обучение казахстанских специалистов – 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года;

8. НИОКР - 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года;

9. Отчисления на социально-экономическое развитие региона - 1% от инвестиций по итогам предыдущего года;

10. Налог на сверхприбыль – объектом обложения налога на сверхприбыль является часть чистого дохода недропользователя, определенного для целей исчисления налога на сверхприбыль в соответствии со статьей 755 Налогового Кодекса по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая сумму, равную 25 процентам от суммы вычетов недропользование для целей исчисления налога на сверхприбыль, определенных в соответствии со статьей 758 Налогового Кодекса.

Ставки налога на сверхприбыль

№	Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов	Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	Ставка (в %)
1	2	3	4
1	меньшее или равное 25%	25	Не установлен
2	от 25% до 30% включительно	5	10
3	от 30% до 40% включительно	10	20
4	от 40% до 50% включительно	10	30
5	от 50% до 60% включительно	10	40
6	от 60% до 70% включительно	10	50
7	свыше 70%	в соответствии с подпунктом 2 пункта 2 статьи 761 настоящего Кодекса	60

11. Ставки налога на добычу полезных ископаемых, согласно Постановления Правительства Республики Казахстан от 30 декабря 2015 года №1132 «О внесении дополнений в постановления Правительства Республики Казахстан от 13 июня 2014 года №651 "Об утверждении перечня месторождений (группы месторождений, части месторождения) твердых видов полезных ископаемых, за исключением общераспространенных, отнесенных к категории низкорентабельных", и от 18 июня 2014 года №673 "Об утверждении перечня месторождений (группы месторождений, части месторождения) углеводородного сырья, относимых к категории низкорентабельных, высоковязких, обводненных, малодебетных и выработанных" составляет:

для «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» - 0,35%;

для АО «Тургай-Петролеум» - 1%.

12. Рентный налог – налог на экспорт – исчисляется от объема реализации и мировых цен. Налоговой базой для исчисления рентного налога на экспорт по сырой нефти является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены, рассчитанной в порядке, установленном пунктом 3 статьи 741 НК Республики Казахстан. При экспорте сырой нефти рентный налог на экспорт исчисляется по следующим ставкам:

Ставки рентного налога в зависимости от мировой цены на нефть

Мировая цена	Ставка, в %
До 20 долларов США за баррель включительно	0
До 30 долларов США за баррель включительно	0
До 40 долларов США за баррель включительно	0
До 50 долларов США за баррель включительно	7
До 60 долларов США за баррель включительно	11
До 70 долларов США за баррель включительно	14
До 80 долларов США за баррель включительно	16
До 90 долларов США за баррель включительно	17
До 100 долларов США за баррель включительно	19
До 110 долларов США за баррель включительно	21
До120 долларов США за баррель включительно	22
До 130 долларов США за баррель включительно	23
До 140 долларов США за баррель включительно	25
До 150 долларов США за баррель включительно	26
До 160 долларов США за баррель включительно	27
До 170 долларов США за баррель включительно	29
До 180 долларов США за баррель включительно	30
До 190 долларов США за баррель включительно	32
До 200 долларов США за баррель и выше	32

Расчет дохода государства приведен в таблицах 4.2.4.1; 4.2.4.2 – в целом по месторождению; 4.2.4.3 – для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз»; 4.2.4.4 – для АО «Тургай-Петролеум».

.

Таблица 4.2.4.1 - Расчет Дохода государства в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх-прибыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	187,7	3271,2	1063,4	0,0	654,0	868,4	620,8	2604,6	14,2	9284,3
2025	223,9	3080,4	735,7	0,0	641,1	815,7	583,9	2302,7	13,4	8396,7
2026	200,2	2889,4	128,1	0,0	622,2	1067,8	620,4	2135,8	12,6	7676,6
2027	180,0	2734,8	0,0	0,0	621,8	1145,3	665,5	1986,3	12,0	7345,7
2028	164,8	2777,1	0,0	0,0	622,4	1224,2	711,4	1907,8	12,2	7419,9
2029	152,8	2802,2	0,0	0,0	621,7	1268,5	737,0	1853,9	12,2	7448,4
2030	144,5	2875,5	0,0	0,0	1008,0	1317,1	765,1	1927,0	12,5	8049,5
2031	153,3	3332,3	0,0	0,0	1007,3	1368,0	794,4	2033,1	14,2	8702,7
2032	162,8	3854,3	0,0	0,0	1006,0	1418,6	823,6	2188,4	16,3	9470,1
2033	173,0	4086,8	0,0	0,0	1004,7	1474,4	855,8	2284,8	17,2	9896,7
2034	183,9	4487,6	0,0	0,0	1005,0	1536,1	891,4	2291,4	18,7	10414,2
2035	195,4	4926,4	0,0	0,0	1004,7	1601,3	929,0	2350,3	20,5	11027,5
2036	207,8	5316,8	0,0	0,0	1003,5	1670,0	968,5	2459,2	22,0	11647,8
2037	220,9	5737,6	0,0	0,0	1006,1	1746,6	1012,7	2565,4	23,7	12313,0
2038	234,9	6293,5	0,0	0,0	1005,0	1823,4	1056,9	2669,1	25,8	13108,7
2039	249,9	6793,2	0,0	0,0	1008,6	1894,5	1097,9	2771,0	27,8	13842,9
2040	265,9	7334,5	0,0	0,0	1008,7	1984,5	1149,7	2880,8	30,0	14654,2
2041	283,0	8046,3	0,0	0,0	1009,1	2074,3	1201,4	3125,4	32,8	15772,3
2042	301,4	8958,7	0,0	0,0	1008,1	2181,6	1263,2	3220,0	36,4	16969,4
2043	320,9	9532,3	0,0	0,0	1011,8	2268,9	1313,4	3312,8	38,7	17798,9
2044	341,8	10145,4	0,0	1555,6	1011,2	2352,0	1361,3	3262,4	41,1	20070,8
2045	364,2	10800,0	1595,1	1885,3	1012,3	2453,3	1419,6	3213,3	43,7	22786,8
2046	388,2	11499,1	3023,4	2229,5	1015,6	2567,9	1485,5	3165,4	46,5	25421,0
2047	413,8	12245,9	3557,1	2620,6	1015,2	2669,7	1544,2	3118,7	49,4	27234,6
2048	441,2	13043,6	4120,3	3086,2	1014,6	2805,6	1622,4	3073,1	52,6	29259,7
2049	470,6	13895,6	4715,3	3557,4	1019,1	2938,9	1699,0	3028,7	56,0	31380,5
2050	502,1	14811,1	5351,3	4079,2	1031,9	3067,1	1772,8	2985,9	59,7	33661,2
2051	535,7	15782,9	6048,0	4359,4	1031,2	3240,0	1872,1	2943,4	63,5	35876,2
2052	571,6	16821,6	6792,0	7651,3	1034,2	3410,7	1970,3	2902,0	67,7	41221,4
2053	610,2	17932,3	7584,4	8537,2	1037,0	3607,3	2083,3	2861,6	72,1	44325,4
2054	652,1	19133,2	8440,3	9543,5	1047,4	3817,8	2204,2	2825,4	76,9	47740,9
2055	697,1	20418,4	9373,9	10658,6	1046,5	4061,2	2344,0	2790,0	82,0	51471,9
2056	745,4	21793,9	10388,5	11130,6	1046,7	4284,4	2472,3	2755,5	87,5	54704,8
2057	797,1	23266,4	11469,9	11604,5	1046,1	4542,8	2620,7	2721,7	93,4	58162,5
2058	852,5	24842,8	12627,4	12103,5	1051,0	4796,6	2766,5	2688,7	99,7	61828,9
2059	912,0	26530,6	13884,4	12634,5	1050,9	5091,3	2935,7	2656,5	106,4	65802,2
2060	975,7	28336,9	15201,2	13317,5	1074,9	5380,0	3101,5	2624,9	113,7	70126,3
2061	1044,1	30272,5	16650,5	14592,6	1081,8	5716,1	3294,5	2594,0	121,4	75367,5
2062	1117,5	32345,6	18206,8	16334,2	1089,0	6076,3	3501,3	2563,9	129,7	81364,3
2063	1196,1	34563,0	19892,0	19103,0	1088,6	6428,1	3703,3	2534,2	138,5	88646,8
2064	1280,5	36938,5	21698,4	22080,8	1089,0	6839,2	3939,3	2505,2	148,0	96518,9
2065	1371,0	39483,8	23663,8	25386,0	1089,9	7279,9	4192,3	2476,8	158,2	105101,7
2066	1468,1	42211,4	25751,7	28861,6	1088,9	7796,4	4488,7	2449,0	169,1	114284,8
2067	1549,3	43932,3	26863,3	30382,7	1089,3	8387,6	4829,0	2384,6	176,0	119594,1
2068	1659,6	46982,6	29194,8	34268,7	1088,9	9023,4	5195,0	2358,5	188,2	129959,6
2069	1778,1	50252,0	31699,2	38456,1	1088,5	9762,8	5620,5	2332,9	201,3	141191,3
2070	1905,3	53756,8	34420,8	43087,0	1090,3	10381,5	5976,9	2307,8	215,3	153141,7

Продолжение таблицы 4.2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2071	2042,2	57534,9	37354,2	48077,3	1090,6	11166,5	6428,8	2283,7	230,4	166208,7
2072	2189,2	61585,9	40507,0	53501,8	1110,2	12010,5	6914,7	2260,0	246,6	180325,8
2073	2347,1	65931,3	43930,5	59419,7	1112,1	12840,6	7392,7	2236,8	264,0	195474,8
2074	2516,6	70591,5	47611,6	65816,1	1114,3	13725,8	7902,5	2214,0	282,6	211774,9
2075	2698,7	75589,7	51541,5	72609,0	1115,0	14759,8	8497,7	2191,6	302,6	229305,7
2076	2894,3	80950,8	55771,4	79953,5	1116,0	15773,0	9081,2	2169,6	324,0	248033,8
2077	3104,9	86729,5	60378,5	88050,1	1119,0	16852,5	9702,9	2148,4	347,2	268433,0
2078	3331,2	92929,2	65316,1	96720,5	1120,3	18117,7	10431,2	2127,6	372,0	290465,8
2079	3574,3	99580,9	70654,9	106181,0	1125,1	19227,0	11070,5	2107,1	398,6	313919,3
2080	3835,3	106718,0	76430,8	116513,7	1130,5	20666,1	11899,0	2086,9	427,1	339707,4
2081	4115,7	114372,0	82625,2	127599,4	1136,3	22211,8	12788,9	2067,0	457,7	367374,1
2082	4417,2	122585,9	89227,3	139327,1	1141,3	23712,7	13653,4	2047,4	490,6	396602,8
2083	4741,1	131401,2	96236,5	151733,6	1180,6	25482,0	14672,1	2028,2	525,8	428001,1
2084	5089,2	140862,6	103883,6	165376,5	1181,5	27381,8	15765,8	2009,2	563,7	462114,0
2085	5463,3	151013,0	111997,4	179827,8	1229,6	29218,8	16824,0	1990,6	604,3	498168,7
2086	5865,2	161908,8	120841,2	195677,4	1230,7	31391,6	18075,0	1972,2	647,8	537610,0
2087	6297,3	173602,5	130330,8	212719,7	1232,0	33962,2	19554,4	1954,1	694,6	580347,5
2088	6761,6	186156,4	140532,9	231072,4	1235,9	36485,6	21007,2	1936,3	744,8	625933,1
2089	7260,6	199628,5	151493,6	250823,3	1237,5	39194,1	22566,5	1918,7	798,7	674921,7
2090	7794,0	214034,5	163221,5	271972,5	1242,2	42404,5	24414,1	1900,6	856,3	727840,2
2091	8363,7	229313,9	175661,6	294432,6	1247,3	45220,6	26036,1	1882,0	917,5	783075,4
2092	8970,6	245592,7	188910,2	318344,8	1246,5	48924,8	28167,8	1862,7	982,6	843002,8
2093	7611,2	217984,3	164844,7	269750,3	1492,5	45588,5	26264,7	1451,7	872,1	735859,8
2094	8198,6	234209,1	177964,7	293163,4	1495,5	48890,2	28167,0	1443,2	937,0	794468,7
2095	8832,3	251668,8	191942,9	318117,0	1604,4	52426,1	30204,2	1434,9	1006,8	857237,4
2096	9520,6	270710,0	207490,7	346077,1	1603,5	56704,8	32668,0	1427,5	1083,0	927285,1
2097	10263,3	291217,4	224231,0	376255,8	1602,6	61333,7	35333,3	1420,2	1165,0	1002822,4
2098	11064,6	313295,0	242260,9	408778,8	1601,7	66341,6	38216,8	1413,0	1253,4	1084225,6
2099	11929,2	337075,4	261696,2	443884,0	1600,8	71759,6	41336,2	1405,8	1348,5	1172035,8
2100	12862,4	362691,5	282649,4	481780,0	1599,9	77621,4	44711,1	1398,9	1450,9	1266765,6
2101	13869,6	390287,0	305239,3	522686,5	1599,1	83963,5	48362,4	1392,0	1561,3	1368960,5
2102	14956,5	420012,7	329591,2	566834,3	1598,2	90825,2	52312,7	1385,2	1680,2	1479196,2
2103	16129,8	452039,1	355846,3	614484,9	1597,3	98249,4	56586,6	1378,5	1808,3	1598120,2
2104	17397,1	486593,1	384199,4	666005,8	1596,4	106282,2	61210,8	1372,0	1946,5	1726603,2
2105	18555,7	519156,1	410855,7	714112,2	1632,7	110903,2	63880,8	1350,1	2076,8	1842523,4
2106	20017,9	558955,7	443543,1	773587,4	1631,8	119965,6	69098,1	1344,0	2236,0	1990379,5
2107	21596,3	601849,3	478975,3	838473,7	1641,8	129770,6	74742,7	1338,0	2407,6	2150795,3
2108	23302,9	648169,2	517092,2	908004,1	1652,8	140379,3	80849,8	1332,2	2592,8	2323375,3
2109	25138,3	697704,0	557815,7	982270,4	1651,9	151857,8	87457,4	1326,0	2791,0	2508012,5
2110	27121,8	751186,7	601818,0	1062594,2	1651,0	164277,5	94606,5	1320,0	3004,9	2707580,8
2111	29268,9	809108,4	649528,1	1149791,2	1650,2	177716,0	102341,8	1314,4	3236,6	2923955,5
2112	31139,4	849039,9	685961,1	1226557,5	2165,9	192256,8	110711,3	1290,4	3396,3	3102518,6
2113	33620,8	915276,1	741446,9	1329596,1	2164,8	207990,7	119767,3	1285,5	3661,3	3354809,4
2114	36300,2	986725,6	801031,9	1440045,8	2163,6	225015,9	129566,1	1280,7	3947,1	3626076,8
2115	39196,0	1063795,9	865268,4	1559049,1	2162,5	243438,5	140168,9	1275,9	4255,3	3918610,6
2116	42319,2	1146661,3	934302,4	1686957,3	2161,4	263373,7	151641,8	1271,0	4586,8	4233274,9
2117	45695,9	1236192,5	1008920,9	1825302,2	2160,2	284945,8	164056,3	1266,3	4944,9	4573485,1
2118	49117,9	1322038,4	1082455,0	1966562,4	2371,0	308289,6	177490,0	1256,1	5288,3	4914868,8
2119	53040,1	1425327,0	1168808,2	2127363,2	2369,9	333551,0	192026,8	1251,5	5701,5	5309439,2
2120	57277,6	1536755,4	1261936,1	2300766,4	2368,7	360888,0	207757,4	1246,9	6147,2	5735143,8
2121	61855,7	1656969,9	1362389,7	2487823,5	2367,5	390471,4	224780,1	1242,4	6628,0	6194528,3
2122	66802,0	1786668,4	1470780,8	2689733,0	2366,4	422486,3	243201,4	1237,9	7146,8	6690423,0
2123	72146,2	1926604,7	1587739,7	2907675,3	2365,2	457133,0	263136,3	1233,5	7706,6	7225740,6
2124	77911,7	2077396,9	1713779,6	3142597,6	2364,1	494628,5	284709,7	1228,9	8309,7	7802926,7
2125	84140,6	2240087,4	1849774,2	3396145,5	2363,0	535207,5	308056,5	1224,5	8960,5	8425959,5

Продолжение таблицы 4.2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2126	90870,3	2415621,8	1996512,8	3669795,4	2361,8	579124,1	333322,8	1220,0	9662,6	9098491,6
2127	98141,2	2605020,9	2154847,7	3965140,7	2360,6	626653,7	360666,7	1215,6	10420,2	9824467,4
2128	105898,7	2808163,4	2324843,6	4282344,9	2359,5	678093,9	390259,7	1210,2	11232,8	10604406,7
2129	114271,2	3027209,7	2508156,7	4624460,8	2358,3	733767,5	422287,0	1204,8	12109,0	11445824,9
2130	123308,0	3263419,4	2705839,2	4993455,1	2357,1	794023,5	456949,4	1199,4	13053,8	12353605,0
2131	133062,0	3518142,7	2919018,7	5391433,7	2355,9	859240,1	494464,2	1194,0	14072,7	13332984,1
2132	143604,9	3792836,6	3146813,9	5812750,4	2354,7	929826,5	535066,7	1188,7	15171,5	14379613,8
2133	154126,1	4070314,5	3378539,7	6243802,5	2353,4	1006225,8	579011,5	1177,0	16281,4	15451831,9
2134	165432,1	4368418,6	3627457,2	6706786,6	2352,2	1088917,8	626574,6	1165,5	17473,8	16604578,5
2135	172448,1	4574698,5	3797513,3	7014303,0	2351,0	1178422,1	678054,3	1120,7	18298,9	17437209,9
2136	179805,1	4792352,2	3976795,8	7337977,0	2349,8	1275300,9	733774,0	1077,8	19169,6	18318602,1
2137	74518,9	2527216,9	2140836,5	3922664,6	16943,1	324852,6	189196,7	413,1	10108,9	9206751,3
2138	79196,7	2694915,2	2283463,4	4183716,9	16940,3	349711,7	203664,8	405,1	10779,7	9822793,9
2139	35003,0	1788181,8	1571626,7	2892593,5	861,6	258005,4	151335,5	166,2	7152,8	6704926,4
2140	37538,7	1918237,1	1686600,6	3105497,6	861,2	276881,0	162407,2	164,5	7673,0	7195860,8
2141	40260,3	2057832,8	1809972,4	3333883,7	860,8	297137,7	174288,9	162,8	8231,4	7722630,7
2142	43181,5	2207674,9	1942358,5	3578877,2	860,4	318876,3	187039,9	161,1	8830,7	8287860,6
2143	46320,7	2368522,4	2084412,0	3841653,8	860,0	342205,2	200723,7	159,5	9474,1	8894331,3
2144	49712,1	2542897,0	2238530,1	4126975,1	859,6	367241,0	215408,6	157,9	10171,6	9551953,1
2145	53355,1	2730203,3	2404025,3	4433258,5	859,1	394108,3	231167,9	156,4	10920,8	10258054,9
2146	57264,8	2930627,3	2580957,7	4760414,1	858,7	422941,3	248080,2	154,9	11722,5	11013021,4
2147	61469,1	3146121,0	2771141,5	5111972,3	858,2	453883,7	266229,7	153,4	12584,5	11824413,4
2148	66117,4	3384495,6	2982028,6	5502782,8	857,7	487089,8	285707,1	152,2	13538,0	12722769,3
2149	71119,4	3641012,1	3208916,1	5923149,8	857,3	522725,3	306609,4	151,1	14564,1	13689104,6
2150	76502,5	3917057,6	3453019,3	6375302,5	856,7	560967,9	329041,0	149,9	15668,3	14728565,6
2151	82297,2	4214125,6	3715643,0	6861627,3	856,2	602008,3	353113,6	148,8	16856,5	15846676,6
2152	88532,2	4533824,6	3998202,3	7384731,4	855,7	646051,2	378947,4	147,7	18135,3	17049427,9
2153	95206,1	4875993,7	4300378,5	7943685,3	855,1	693316,3	406671,2	146,5	19504,0	18335756,8
2154	101943,8	5245809,4	4628154,6	8552273,5	854,6	744039,3	436423,3	145,4	20983,3	19730627,2
2155	109682,2	5643803,5	4979630,2	9202418,0	854,0	798473,3	468352,0	144,3	22575,2	21225932,8
2156	118010,9	6072133,3	5357762,3	9901613,8	853,4	856889,6	502616,6	143,3	24288,6	22834311,7
2157	47438,2	2415665,6	2153627,5	4022767,3	24241,8	919579,6	539388,1	52,6	9662,7	10132423,4
2158	51336,4	2615491,6	2344869,2	4404957,4	24240,0	986856,0	578849,7	52,5	10462,0	11017114,9
2159	55568,1	2831847,4	2547030,2	4800263,7	24238,2	1059054,4	621198,3	52,5	11327,4	11950580,1
2160	60149,2	3066100,3	2762637,7	5215901,5	24236,4	1136534,9	666645,2	52,4	12264,4	12944521,9
2161	65108,7	3319730,8	2996202,7	5666382,9	24234,5	1219683,7	715417,0	52,3	13279,0	14020091,6
2162	70145,0	3594341,8	3249317,6	6154993,5	24232,7	0,0	0,0	52,3	14377,4	13107460,2
2163	75933,3	3891669,0	3523472,6	6684408,7	24230,8	0,0	0,0	52,2	15566,7	14215333,2
2164	82199,8	4213591,2	3820482,5	7258283,7	24228,9	0,0	0,0	52,1	16854,4	15415692,8
2165	88986,1	4562234,6	4142333,6	7880502,5	24227,0	0,0	0,0	52,1	18249,0	16716584,8
2166	96333,2	4939725,5	4491007,5	8554930,6	24225,1	0,0	0,0	52,0	19758,9	18126033,0
2167	104287,5	5348451,1	4868732,3	9285920,3	24223,2	0,0	0,0	52,0	21393,8	19653060,2
2168	112899,3	5790995,6	5277920,0	10078182,4	24221,3	0,0	0,0	51,9	23164,0	21307434,5
2169	122222,5	6270157,4	5721185,0	10936829,4	24219,3	0,0	0,0	51,8	25080,7	23099746,0
2170	132316,2	6788966,3	6201354,4	11867382,0	24217,4	0,0	0,0	51,8	27155,9	25041444,0
2171	143244,4	7350702,7	6721491,9	12875827,8	24215,4	0,0	0,0	51,7	29402,8	27144936,7
2172	155075,6	7958918,7	7284916,5	13968657,6	24213,4	0,0	0,0	51,7	31835,7	29423669,2
2173	167884,5	8617460,0	7895220,9	15152894,4	24211,4	0,0	0,0	51,6	34469,9	31892192,6
2174	181752,2	9330490,7	8556294,5	16436141,1	24209,4	0,0	0,0	51,5	37322,0	34566261,4
2175	196766,3	10102519,4	9272350,3	17826636,6	24207,4	0,0	0,0	51,5	40410,1	37462941,6
Итого приб.период 2024-2175	**6068568,4**	**243149178,0**	**212305224,5**	**395594887,9**	**669974,5**	**32093499,0**	**18635299,6**	**229773,5**	**972636,0**	**909719041,4**
Итого расчет. период 2024-2175	**6068568,4**	**243149178,0**	**212305224,5**	**395594887,9**	**669974,5**	**32093499,0**	**18635299,6**	**229773,5**	**972636,0**	**909719041,4**

Таблица 4.2.4.2 - Расчет Дохода государства в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх-прибыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	187,7	3271,2	1062,6	0,0	654,3	868,4	620,8	2604,6	14,2	9283,8
2025	231,8	3193,7	875,1	0,0	642,1	830,6	594,6	2386,5	13,9	8768,2
2026	211,0	3032,2	314,6	0,0	622,8	1092,1	634,5	2244,5	13,2	8164,9
2027	192,4	2895,1	0,0	0,0	621,9	1172,7	681,3	2110,2	12,7	7686,4
2028	180,4	2976,1	0,0	0,0	621,1	1267,2	736,2	2060,7	13,0	7854,6
2029	168,5	3001,6	0,0	0,0	620,4	1321,1	767,3	2005,6	13,1	7897,6
2030	160,2	3073,9	0,0	0,0	1013,2	1383,1	803,0	2080,2	13,3	8526,8
2031	169,8	3565,7	0,0	0,0	1012,3	1439,0	835,3	2193,4	15,2	9230,7
2032	180,1	4117,1	0,0	0,0	1010,8	1495,0	867,6	2362,6	17,4	10050,6
2033	191,1	4361,1	0,0	0,0	1011,4	1556,6	903,1	2463,8	18,3	10505,5
2034	202,8	4796,0	0,0	0,0	1011,6	1624,7	942,3	2471,9	20,0	11069,4
2035	215,3	5272,2	0,0	0,0	1010,3	1696,7	983,8	2539,6	21,9	11739,7
2036	228,7	5692,4	0,0	0,0	1008,9	1772,8	1027,6	2664,5	23,5	12418,5
2037	242,9	6147,4	0,0	0,0	1008,6	1857,4	1076,3	2786,3	25,3	13144,3
2038	258,1	6755,0	0,0	0,0	1007,3	1942,9	1125,6	2905,1	27,7	14021,7
2039	274,3	7293,9	0,0	0,0	1010,8	2023,5	1172,0	3020,3	29,9	14824,6
2040	291,6	7877,4	0,0	0,0	1010,8	2123,6	1229,6	3143,7	32,2	15708,9
2041	310,0	8649,9	0,0	0,0	1012,4	2224,4	1287,6	3418,2	35,2	16937,8
2042	329,7	9644,9	707,1	0,0	1012,6	2343,6	1356,2	3522,6	39,2	18955,9
2043	350,7	10255,5	2124,0	1495,0	1020,8	2444,0	1414,0	3624,4	41,6	22769,9
2044	373,1	10907,4	2597,6	1824,0	1020,1	2541,5	1470,1	3564,8	44,2	24342,7
2045	397,1	11602,8	3089,0	2163,0	1022,9	2658,1	1537,2	3506,8	46,9	26023,9
2046	422,7	12344,8	3610,7	2548,4	1026,0	2789,3	1612,7	3450,1	49,9	27854,6
2047	450,0	13136,5	4178,7	2999,0	1027,7	2909,4	1681,7	3394,9	53,0	29831,0
2048	479,3	13983,4	4786,5	3495,0	1027,0	3064,7	1771,1	3341,1	56,4	32004,6
2049	510,6	14887,6	5432,2	6218,2	1028,7	3219,1	1859,8	3288,7	60,0	36505,0
2050	543,9	15850,8	6108,8	6994,9	1041,4	3370,5	1946,9	3237,3	63,8	39158,3
2051	579,6	16879,0	6854,5	7739,8	1040,6	3568,0	2060,3	3187,0	67,9	41976,9
2052	617,7	17976,8	7649,9	8655,7	1043,4	3765,6	2173,9	3137,9	72,3	45093,2
2053	659,3	19167,0	8510,3	9665,5	1046,1	3991,2	2303,5	3093,9	77,1	48513,9
2054	703,7	20439,1	9420,1	10648,5	1060,2	4233,0	2442,4	3050,8	82,2	52079,9
2055	751,3	21798,9	10420,4	11089,8	1059,2	4510,2	2601,6	3008,6	87,6	55327,5
2056	802,2	23254,5	11505,7	11547,6	1059,3	4770,5	2751,1	2967,4	93,4	58751,8
2057	856,7	24811,4	12661,3	12040,5	1058,6	5068,8	2922,4	2927,2	99,6	62446,5
2058	915,0	26476,0	13896,2	12559,5	1063,5	5366,2	3093,2	2887,7	106,3	66363,6
2059	977,5	28254,8	15232,8	13565,7	1063,3	5707,8	3289,4	2849,0	113,4	71053,6
2060	1043,8	30145,8	16625,7	14798,2	1074,8	6047,8	3484,5	2809,6	120,9	76151,1
2061	1114,8	32167,6	18143,5	16398,2	1094,4	6439,1	3709,2	2771,1	129,0	81966,8
2062	1190,8	34329,5	19776,1	19072,8	1101,6	6859,2	3950,3	2733,3	137,6	89151,2
2063	1272,1	36641,6	21545,8	22004,1	1101,2	7276,2	4189,7	2696,3	146,9	96873,9
2064	1338,4	38037,8	22432,0	23176,8	1103,2	7757,7	4466,1	2617,6	152,5	101081,9
2065	1430,0	40603,3	24399,2	26457,7	1103,2	8274,8	4762,8	2582,4	162,7	109776,3
2066	1528,1	43347,3	26501,8	29963,8	1102,6	8873,5	5106,3	2548,0	173,7	119145,3
2067	1633,3	46286,9	28749,7	33704,3	1102,9	9555,5	5498,8	2514,4	185,4	129231,2
2068	1745,9	49431,0	31161,8	37736,6	1102,4	10289,7	5921,2	2481,4	198,0	140068,1
2069	1866,5	52794,2	33719,9	42002,6	1114,9	11135,2	6407,5	2449,0	211,5	151701,3
2070	1995,6	56392,0	36527,9	46790,6	1116,7	11870,9	6831,0	2417,2	225,9	164167,8

Продолжение таблицы 4.2.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2071	2133,8	60242,6	39479,6	51787,4	1161,1	12781,5	7354,9	2386,0	241,3	177568,2
2072	2281,8	64362,6	42701,5	57330,9	1180,5	13761,6	7918,8	2355,4	257,7	192150,9
2073	2440,3	68771,2	46199,8	63413,8	1183,1	14740,2	8482,0	2325,4	275,4	207831,2
2074	2610,1	73489,0	49935,9	69906,9	1185,2	15786,4	9084,1	2295,9	294,2	224587,6
2075	2792,0	78537,9	53913,7	76780,9	1185,9	16994,2	9778,9	2267,0	314,4	242564,9
2076	2986,7	83936,3	58178,6	84179,3	1186,7	18196,7	10471,0	2238,5	336,0	261709,9
2077	3195,3	89714,4	62784,4	92255,8	1189,7	19481,7	11210,5	2210,5	359,1	282401,4
2078	3418,9	95899,4	67691,1	100815,7	1189,8	20968,5	12066,0	2182,9	383,9	304616,2
2079	3658,2	102520,3	72999,3	110191,7	1194,6	22320,9	12844,6	2155,9	410,3	328295,9
2080	3914,7	109608,5	78633,5	120180,7	1291,0	24020,9	13822,7	2129,4	438,7	354040,0
2081	4189,5	117197,5	84764,4	131069,9	1295,4	25849,4	14874,7	2103,3	469,0	381813,3
2082	4484,1	125323,2	91301,9	142664,4	1300,3	27658,7	15916,1	2077,7	501,5	411227,9
2083	4799,9	134024,2	98214,0	154851,7	1339,5	29760,7	17125,5	2052,5	536,4	442704,4
2084	5134,7	143263,2	105669,3	168087,5	1340,3	32021,3	18426,1	2026,4	573,3	476542,0
2085	5493,5	153153,2	113557,4	182062,2	1388,4	34251,7	19709,8	2000,7	612,9	512229,6
2086	5877,4	163732,9	122126,1	197335,5	1389,4	36848,8	21204,1	1975,4	655,2	551144,7
2087	4917,2	144258,1	105223,4	163295,4	1573,2	33043,6	19029,1	1515,9	577,2	473433,2
2088	5272,3	154473,5	113398,5	177609,0	1574,7	35747,2	20585,2	1500,3	618,1	510778,8
2089	5653,5	165424,1	122221,8	193188,0	1573,8	38672,6	22269,0	1484,9	661,9	551149,5
2090	5882,3	167856,5	124218,1	197549,3	1675,3	41838,0	24090,8	1424,8	671,6	565206,7
2091	6314,3	180078,6	134170,3	215376,6	1674,5	45263,2	26062,2	1411,7	720,5	611071,9
2092	6786,5	193609,6	145249,2	235313,4	1673,6	48969,7	28195,3	1400,5	774,6	661972,5
2093	7285,6	207718,8	156743,0	255921,8	1672,8	52980,5	30503,5	1387,8	831,1	715044,8
2094	7821,8	222858,3	169101,9	278138,1	1675,8	56906,3	32763,6	1375,2	891,6	771532,6
2095	8304,6	234442,7	178184,7	294411,1	1817,9	61119,0	35189,0	1347,6	938,0	815754,5
2096	8919,8	251703,5	192381,4	320084,6	1817,0	66126,1	38070,4	1335,9	1007,0	881445,7
2097	9581,1	270243,9	207621,2	347704,3	1816,1	71544,5	41188,5	1324,4	1081,2	952105,1
2098	10291,7	290153,6	223992,6	377384,3	1815,2	77408,1	44562,6	1312,9	1160,8	1028081,7
2099	11055,4	311540,2	241595,8	409342,7	1814,3	83753,6	48213,9	1301,6	1246,4	1109863,8
2100	11876,4	334514,3	260525,6	443756,9	1813,4	90620,6	52165,1	1290,4	1338,3	1197900,9
2101	12758,9	359194,3	280881,5	480812,3	1812,6	98052,2	56441,1	1279,3	1437,0	1292669,1
2102	13707,4	385704,0	302767,6	520702,1	1811,7	106094,8	61068,4	1268,4	1543,0	1394667,4
2103	14727,1	414184,0	326302,0	563646,2	1810,9	114798,8	66076,2	1257,5	1656,9	1504459,6
2104	15823,2	444779,1	351606,5	609870,8	1810,1	124218,7	71495,7	1246,8	1779,3	1622630,1
2105	16792,4	472979,6	374900,4	652124,8	1846,4	130388,0	75053,5	1220,8	1892,1	1727197,9
2106	18042,3	507846,8	403759,9	704895,5	1845,5	141083,6	81207,2	1210,4	2031,6	1861922,8
2107	19386,1	545300,6	434792,2	761709,8	1844,7	152658,7	87866,8	1200,1	2181,4	2006940,4
2108	20830,8	585534,3	468141,9	822803,1	1855,7	165186,0	95074,0	1189,9	2342,3	2162958,1
2109	22384,1	628755,4	503990,5	888527,5	1854,9	178744,0	102873,8	1179,9	2515,2	2330825,4
2110	24054,0	675187,3	542527,1	959237,6	1854,1	193417,5	111315,3	1169,9	2700,9	2511463,8
2111	25849,6	725069,9	583947,4	1035287,0	1853,3	209298,7	120451,1	1160,1	2900,5	2705817,5
2112	27780,2	778661,3	628388,3	1116774,2	2252,4	226487,2	130338,7	1150,4	3114,8	2914947,4
2113	29856,1	836239,0	676188,0	1204538,5	2251,4	245090,7	141040,0	1140,8	3345,1	3139689,7
2114	32088,3	898101,6	727675,0	1299336,6	2250,4	265226,1	152622,1	1131,3	3592,6	3382024,0
2115	34488,7	964569,8	782958,2	1401065,0	2249,4	287019,8	165157,7	1121,9	3858,5	3642488,9
2116	37069,9	1035988,8	842376,9	1510450,2	2248,4	310608,7	178725,5	1112,6	4144,1	3922725,2
2117	39845,7	1112729,7	906240,5	1628065,4	2247,4	336141,0	193410,6	1103,4	4451,1	4224234,8
2118	42830,9	1195191,5	974881,2	1754523,9	2246,4	363777,0	209305,3	1094,3	4780,9	4548631,6
2119	46041,3	1283803,6	1048656,1	1890484,9	2245,4	393690,6	226509,4	1085,4	5135,4	4897652,1
2120	49498,7	1379266,1	1128179,7	2037122,3	2244,5	426069,9	245131,1	1076,6	5517,2	5274106,1
2121	53217,5	1481875,8	1213671,3	2194807,0	2243,5	461118,5	265287,3	1067,9	5927,7	5679216,4
2122	57217,7	1592171,1	1305578,7	2364365,9	2242,6	499057,0	287104,8	1059,4	6368,9	6115166,0
2123	61520,8	1710731,9	1404384,0	2546687,9	2241,6	540124,0	310720,8	1050,9	6843,1	6584305,1
2124	66140,9	1837985,9	1510438,1	2742402,8	2240,7	584578,3	336284,0	1042,4	7352,1	7088465,1
2125	71111,2	1974817,9	1624486,5	2952908,0	2239,8	632699,7	363955,1	1034,0	7899,5	7631151,6

Продолжение таблицы 4.2.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2126	76050,1	2112859,1	1739361,9	3164163,6	2238,9	684791,3	393908,5	1020,2	8451,6	8182845,1
2127	81338,2	2260700,5	1862380,4	3390362,5	2238,0	741181,4	426332,6	1006,6	9043,0	8774583,3
2128	86771,0	2413946,4	1989768,5	3624072,6	2237,1	802225,5	461431,8	990,7	9656,0	9391099,5
2129	92577,8	2577850,0	2125988,8	3873912,4	2236,2	868308,4	499427,1	975,1	10311,6	10051587,4
2130	98787,8	2753302,4	2271792,6	4141266,6	2235,3	939846,8	540558,1	959,9	11013,4	10759762,9
2131	105427,2	2941009,5	2427743,4	4427130,5	2234,5	1017292,1	585084,1	945,1	11764,2	11518630,5
2132	112608,3	3141072,5	2577344,1	4669019,0	2233,6	1101132,9	633285,8	930,3	12564,5	12250191,1
2133	59711,4	2025801,3	1713453,2	3134183,2	14668,0	243451,3	141832,7	456,9	8103,3	7341661,2
2134	63470,1	2159766,6	1827366,1	3342707,9	14665,5	262045,0	152657,9	448,0	8639,1	7831766,2
2135	67470,4	2302767,1	1952396,8	3578197,5	14663,1	282064,8	164312,7	439,4	9211,1	8371523,0
2136	71728,1	2455424,8	2084160,9	3823064,1	14660,7	303620,5	176861,1	431,0	9821,7	8939772,9
2137	76349,9	2620397,2	2226542,0	4087752,5	14658,4	326830,5	190371,8	423,3	10481,6	9553807,2
2138	81153,8	2793954,5	2376376,7	4366056,3	14656,1	351822,4	204919,0	415,1	11175,9	10200529,6
2139	37089,9	1893462,0	1668389,5	3078873,8	803,9	261564,1	153422,9	176,0	7573,9	7101355,9
2140	39767,5	2030166,6	1789344,3	3303051,0	803,7	280700,1	164647,3	174,1	8120,7	7616775,3
2141	42640,7	2176847,8	1919081,2	3543418,0	803,6	301236,1	176692,9	172,2	8707,4	8169600,0
2142	45724,0	2334241,8	2058242,2	3801147,3	803,4	323274,5	189619,7	170,3	9337,0	8762560,3
2143	49031,4	2503064,1	2207443,8	4077348,8	803,3	346925,3	203492,3	168,5	10012,3	9398289,8
2144	52580,7	2684227,7	2367486,9	4373494,5	803,2	372306,4	218379,8	166,7	10736,9	10080182,8
2145	56390,0	2878644,6	2539165,2	4691029,2	803,0	399544,3	234356,5	164,9	11514,6	10811612,2
2146	60481,5	3087451,7	2723482,1	5031808,5	802,9	428775,0	251502,0	163,2	12349,8	11596816,6
2147	24746,5	1257150,1	1101103,1	2019225,0	11243,2	460144,1	269901,9	61,3	5028,6	5148603,9
2148	26519,9	1347760,4	1186246,6	2186584,4	11242,5	493808,3	289647,9	60,6	5391,1	5547261,7
2149	28426,3	1444901,6	1275321,2	2357680,2	11241,8	529935,3	310838,5	60,0	5779,6	5964184,5
2150	30439,7	1547478,1	1367821,7	2532467,7	11241,1	568705,4	333579,5	59,2	6189,9	6397982,2
2151	32596,0	1657336,6	1466901,3	2719710,1	11240,4	610311,8	357984,2	58,5	6629,4	6862768,3
2152	34905,4	1774994,3	1573040,6	2920342,9	11239,7	654962,3	384174,3	57,8	7100,0	7360817,3
2153	37475,5	1906007,3	1691577,5	3145069,5	11239,1	702879,3	412280,5	57,3	7624,1	7914210,0
2154	40247,1	2047310,3	1819508,6	3387763,6	11238,4	754301,9	442442,9	56,8	8189,3	8511058,9
2155	43228,4	2199310,8	1957186,5	3649064,3	11237,8	809486,7	474812,0	56,2	8797,3	9153180,0
Итого приб.период 2024-2155	**2808947,8**	**96806349,2**	**81207136,1**	**147232462,5**	**353598,0**	**24766933,1**	**14355355,0**	**226298,6**	**387266,9**	**368144347,2**
Итого расчет. период 2024-2155	**2808947,8**	**96806349,2**	**81207136,1**	**147232462,5**	**353598,0**	**24766933,1**	**14355355,0**	**226298,6**	**387266,9**	**368144347,2**

Таблица 4.2.4.3 - Расчет денежного потока наличности государства в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2

Года	Доход государства									
	НДПИ млн.тенге	Рентный налог млн.тенге	Корпоративный подоходный налог млн.тенге	Налог на сверхприбыль млн.тенге	Налог на имущество млн.тенге	Отчисления в фонд государственного соц. страхования млн.тенге	Подоходный налог с физических лиц млн.тенге	Таможенная пошлина млн.тенге	Прочие налоги млн.тенге	Итого млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	47,7	1336,0	0,0	0,0	489,3	464,5	335,6	898,7	6,1	3577,9
2025	47,6	1476,0	0,0	0,0	490,1	490,7	354,6	872,4	6,7	3738,0
2026	46,6	1513,7	0,0	0,0	490,8	638,1	374,3	906,0	6,8	3976,4
2027	45,7	1553,1	0,0	0,0	489,9	682,4	400,3	927,3	7,0	4105,8
2028	48,1	1779,0	0,0	0,0	489,1	739,8	433,9	1005,4	7,9	4503,2
2029	50,5	1950,0	0,0	0,0	488,4	753,8	442,1	1078,7	8,5	4772,2
2030	53,1	2134,9	0,0	0,0	487,7	768,1	450,5	1252,4	9,2	5155,9
2031	55,8	2417,8	0,0	0,0	487,5	782,7	459,1	1313,9	10,3	5527,2
2032	58,7	2812,7	0,0	0,0	486,8	797,5	467,8	1370,9	11,8	6006,2
2033	61,8	2965,9	0,0	0,0	488,2	812,6	476,6	1424,1	12,4	6241,6
2034	65,0	3128,2	0,0	0,0	487,6	828,0	485,7	1385,6	13,0	6393,1
2035	68,4	3300,2	0,0	0,0	487,0	843,7	494,9	1348,5	13,7	6556,3
2036	72,0	3482,3	0,0	0,0	486,3	859,7	504,3	1312,7	14,4	6731,7
2037	75,8	3675,4	0,0	0,0	486,7	876,0	513,8	1278,1	15,1	6921,0
2038	79,9	3880,3	0,0	0,0	486,1	892,6	523,6	1244,8	15,9	7123,2
2039	84,2	4095,2	0,0	0,0	486,8	909,6	533,5	1211,9	16,8	7337,9
2040	88,7	4323,2	0,0	0,0	486,3	926,8	543,6	1180,2	17,6	7566,5
2041	93,5	4565,1	673,1	0,0	487,1	944,4	553,9	1149,7	18,6	8485,4
2042	98,6	4821,8	1389,2	0,0	488,0	962,3	564,4	1120,3	19,6	9464,1
2043	104,0	5094,3	1594,8	1495,0	492,0	980,5	575,1	1091,8	20,7	11448,3
2044	109,8	5383,5	1819,4	1824,0	491,6	999,1	586,0	1064,4	21,8	12299,6
2045	115,9	5690,6	2051,7	2163,0	493,0	1018,1	597,1	1038,0	23,0	13190,3
2046	122,4	6016,6	2300,8	2548,4	492,5	1037,4	608,5	1012,4	24,3	14163,2
2047	129,2	6362,9	2559,5	2999,0	494,2	1057,0	620,0	987,7	25,7	15235,2
2048	136,6	6732,6	2842,7	3495,0	493,9	1077,1	631,8	964,1	27,1	16400,8
2049	144,4	7125,7	3136,3	4006,6	496,0	1097,5	643,7	941,3	28,7	17620,3
2050	152,6	7541,5	3447,1	4252,7	498,3	1118,3	655,9	919,0	30,4	18615,8
2051	161,4	7983,2	3786,3	4405,0	498,0	1139,5	668,4	897,5	32,1	19571,3
2052	170,7	8452,8	4148,6	4564,5	497,8	1161,1	681,1	876,6	34,0	20587,1
2053	180,6	8952,0	4529,8	4736,7	497,4	1183,1	694,0	856,5	36,0	21666,0
2054	191,1	9482,7	4935,7	4919,3	496,9	1205,6	707,1	836,9	38,1	22813,3
2055	202,3	10047,0	5368,0	5112,6	496,5	1228,4	720,5	818,0	40,3	24033,7
2056	214,2	10649,2	5836,4	5313,6	496,5	1251,7	734,2	799,9	42,7	25338,4
2057	226,9	11290,4	6331,0	5530,4	496,1	1275,4	748,1	782,3	45,3	26725,9
2058	240,3	11972,4	6861,9	5757,5	495,9	1299,6	762,3	765,3	48,0	28203,3
2059	254,7	12697,1	7427,7	6451,9	495,8	1324,3	776,8	748,7	50,9	30227,7
2060	269,9	13468,3	8010,8	7357,8	501,4	1349,4	791,5	732,6	54,0	32535,7
2061	286,1	14289,3	8642,4	8368,7	521,3	1374,9	806,5	717,1	57,3	35063,6
2062	303,4	15163,4	9337,7	9497,6	521,2	1401,0	821,8	702,0	60,7	37808,8
2063	321,8	16094,4	10075,6	10696,4	520,8	1427,6	837,4	687,3	64,5	40725,6
2064	320,5	16009,2	9855,5	10006,8	522,2	1454,6	853,2	630,7	64,1	39717,0
2065	339,8	16986,1	10632,3	11274,9	522,6	1482,2	869,4	617,3	68,0	42792,7
2066	360,4	18026,0	11456,2	12614,1	522,7	1510,3	885,9	604,4	72,2	46052,1
2067	382,4	19137,9	12324,8	14000,2	522,3	1620,8	950,7	591,9	76,6	49607,7
2068	405,8	20321,6	13252,3	15486,8	522,0	1739,4	1020,3	579,8	81,4	53409,4
2069	430,7	21581,8	14215,5	17012,2	534,7	1866,7	1094,9	568,1	86,4	57391,0
2070	457,2	22923,9	15297,2	18801,8	535,5	2003,2	1175,0	556,6	91,8	61842,1

Продолжение таблицы 4.2.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2071	485,4	24354,6	16397,9	20584,6	579,9	2149,8	1261,0	545,6	97,5	66456,2
2072	515,4	25878,8	17663,0	22745,5	582,2	2307,1	1353,2	534,8	103,6	71683,5
2073	547,4	27502,6	19007,3	25052,1	584,0	2475,8	1452,2	524,3	110,1	77255,9
2074	581,5	29232,8	20429,6	27471,1	585,2	2657,0	1558,5	514,1	117,0	83146,8
2075	617,9	31076,5	21923,8	29969,6	584,9	2851,4	1672,5	504,2	124,4	89325,0
2076	656,5	33036,1	23513,7	32633,5	584,6	3060,0	1794,8	494,4	132,2	95905,9
2077	697,6	35124,7	25242,5	35603,3	586,2	3283,8	1926,2	485,0	140,6	103089,9
2078	741,5	37351,0	27059,2	38671,4	586,0	3524,1	2067,1	475,7	149,5	110625,4
2079	788,2	39724,5	29035,9	42093,9	588,0	3781,9	2218,3	466,7	159,0	118856,2
2080	837,8	42255,1	31096,6	45698,7	683,8	4058,6	2380,6	458,0	169,1	127638,2
2081	890,9	44953,6	33384,7	49705,6	686,1	4355,5	2554,8	449,5	179,9	137160,5
2082	947,5	47831,4	35786,4	53868,2	685,8	4674,2	2741,7	441,2	191,4	147167,8
2083	1007,9	50901,0	38340,9	58278,7	685,5	5016,1	2942,2	433,1	203,7	157809,2
2084	1072,4	54175,4	41067,9	62994,6	685,2	5383,1	3157,5	425,3	216,8	169178,1
2085	1141,1	57668,7	43980,8	68041,5	684,9	5776,9	3388,5	417,6	230,7	181330,9
2086	1214,5	61396,0	47092,6	73442,6	684,6	6199,6	3636,4	410,2	245,6	194322,1
2087	1292,7	65372,6	50416,3	79221,1	684,3	6653,1	3902,4	402,9	261,5	208207,1
2088	1376,2	69616,5	53967,7	85405,2	684,1	7139,9	4188,0	395,8	278,5	223051,7
2089	1465,2	74142,1	57758,4	92015,1	683,8	7662,2	4494,3	388,9	296,6	238906,6
2090	1379,7	69661,4	54356,5	86786,1	780,4	8222,8	4823,1	337,1	278,7	226625,9
2091	1473,6	74445,3	58490,4	94253,6	780,2	8824,4	5176,0	332,3	297,8	244073,5
2092	1582,2	79972,8	63296,4	102994,5	779,9	9469,9	5554,7	329,3	319,9	264299,7
2093	1690,1	85470,1	68030,1	111514,2	779,6	10162,8	5961,1	324,7	341,9	284274,4
2094	1805,3	91343,0	73094,5	120644,2	779,4	10906,3	6397,2	320,1	365,4	305655,3
2095	1835,3	92955,9	74540,0	123356,2	812,3	11704,2	6865,2	300,5	371,9	312741,5
2096	1963,3	99486,8	80226,3	133716,1	812,0	12560,5	7367,5	296,7	398,0	336827,2
2097	2100,4	106480,9	86318,9	144822,3	811,8	13479,4	7906,5	292,9	426,0	362639,1
2098	2247,2	113971,4	92849,3	156737,3	811,5	14465,5	8484,9	289,2	455,9	390312,5
2099	2404,4	121994,0	99853,8	169537,8	811,3	15523,8	9105,7	285,6	488,0	420004,5
2100	2572,8	130586,7	107366,7	183288,1	811,1	16659,6	9771,8	282,0	522,4	451861,2
2101	2753,1	139790,6	115424,5	198056,9	810,8	17878,4	10486,7	278,5	559,2	486038,8
2102	2946,2	149649,6	124066,7	213917,9	810,6	19186,4	11253,9	275,1	598,6	522705,1
2103	3153,1	160210,8	133335,4	230950,1	810,4	20590,0	12077,3	271,7	640,9	562039,7
2104	3374,7	171524,8	143275,8	249238,2	810,2	22096,4	12960,8	268,3	686,1	604235,3
2105	3612,1	183645,7	153936,4	268873,0	809,9	23713,0	13909,1	265,0	734,6	649498,7
2106	3863,9	196505,2	165246,7	289704,8	809,7	25447,8	14926,7	261,6	786,1	697552,4
2107	4133,5	210271,7	177364,9	312044,6	809,5	27309,6	16018,7	258,2	841,1	749051,7
2108	4422,1	225009,6	190348,4	335999,2	809,3	29307,5	17190,6	254,9	900,1	804241,7
2109	4731,0	240788,0	204258,6	361683,2	809,1	31451,7	18448,3	251,6	963,2	863384,8
2110	5061,8	257681,0	219161,3	389219,1	808,9	33752,7	19798,0	248,4	1030,8	926761,9
2111	5415,9	275767,9	235127,0	418737,8	808,7	36222,0	21246,4	245,3	1103,1	994674,0
2112	5795,1	295133,6	252231,2	450379,9	808,5	38872,0	22800,8	242,1	1180,6	1067443,7
2113	6201,0	315869,5	270554,7	484295,5	808,3	41715,9	24468,9	239,1	1263,5	1145416,3
2114	6635,7	338073,2	290184,1	520645,4	808,1	44767,8	26259,0	236,1	1352,3	1228961,8
2115	7101,2	361849,4	311212,3	559602,0	807,9	48043,1	28180,1	233,1	1447,4	1318476,4
2116	7599,6	387310,3	333738,5	601349,5	807,7	51557,9	30241,8	230,1	1549,3	1414384,7
2117	8133,4	414576,3	357869,4	646085,1	807,5	55329,9	32454,3	227,3	1658,3	1517141,4
2118	8705,0	443776,5	383718,8	694020,2	807,3	59377,8	34828,6	224,4	1775,1	1627233,8
2119	9317,2	475049,1	411409,1	745380,9	807,1	63721,9	37376,7	221,6	1900,2	1745183,8
2120	9977,5	508781,1	441302,0	800874,7	806,9	68383,8	40111,1	219,0	2035,2	1872491,2

Продолжение таблицы 4.2.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2121	10685,1	544931,4	473344,2	860370,7	806,8	73386,7	43045,7	216,3	2179,8	2008966,8
2122	11443,6	583675,4	507690,7	924155,6	806,6	78755,7	46194,9	213,8	2334,7	2155270,9
2123	12256,4	625200,8	544507,4	992536,5	806,4	84517,5	49574,5	211,2	2500,8	2312111,7
2124	13127,7	669709,6	583972,5	1065842,8	806,2	90700,8	53201,4	208,7	2678,9	2480248,6
2125	14062,6	717468,6	626325,8	1144525,7	806,1	97336,4	57093,6	206,3	2869,9	2660695,1
2126	15064,9	768666,7	671729,8	1228878,2	805,9	104457,6	61270,6	203,9	3074,7	2854152,2
2127	16139,4	823553,9	720405,0	1319306,9	805,7	112099,7	65753,1	201,5	3294,3	3061559,5
2128	17291,4	882398,8	772587,9	1416248,1	805,6	120300,9	70563,6	199,2	3529,6	3283925,1
2129	18526,6	945489,8	828532,1	1520169,1	805,4	129102,1	75726,1	196,9	3782,0	3522329,9
2130	19853,5	1013267,5	888636,6	1631826,9	805,2	138547,2	81266,2	194,7	4053,1	3778450,8
2131	21276,6	1085954,8	953087,4	1751544,9	805,1	148683,3	87211,6	192,4	4343,9	4053100,0
2132	22802,9	1163911,0	1022200,5	1879904,3	804,9	159561,0	93592,0	190,3	4655,7	4347622,6
2133	24440,1	1247522,4	1096314,8	2017528,5	804,8	171234,5	100439,2	188,1	4990,1	4663462,4
2134	26196,1	1337203,7	1175794,3	2165086,0	804,6	183762,0	107787,3	186,0	5348,9	5002168,8
2135	28079,8	1433400,3	1261029,5	2323293,8	804,5	197206,0	115673,0	184,0	5733,6	5365404,5
2136	30100,6	1536591,0	1352439,7	2492921,0	804,3	211633,6	124135,7	181,9	6146,4	5754954,2
2137	32268,5	1647289,8	1450475,1	2674792,7	804,2	227116,7	133217,5	179,9	6589,2	6172733,5
2138	34594,4	1766049,0	1555618,7	2869793,8	804,0	243732,6	142963,6	178,0	7064,2	6620798,3
2139	37089,9	1893462,0	1668389,5	3078873,8	803,9	261564,1	153422,9	176,0	7573,9	7101355,9
2140	39767,5	2030166,6	1789344,3	3303051,0	803,7	280700,1	164647,3	174,1	8120,7	7616775,3
2141	42640,7	2176847,8	1919081,2	3543418,0	803,6	301236,1	176692,9	172,2	8707,4	8169600,0
2142	45724,0	2334241,8	2058242,2	3801147,3	803,4	323274,5	189619,7	170,3	9337,0	8762560,3
2143	49031,4	2503064,1	2207443,8	4077348,8	803,3	346925,3	203492,3	168,5	10012,3	9398289,8
2144	52580,7	2684227,7	2367486,9	4373494,5	803,2	372306,4	218379,8	166,7	10736,9	10080182,8
2145	56390,0	2878644,6	2539165,2	4691029,2	803,0	399544,3	234356,5	164,9	11514,6	10811612,2
2146	60481,5	3087451,7	2723482,1	5031808,5	802,9	428775,0	251502,0	163,2	12349,8	11596816,6
2147	24746,5	1257150,1	1101103,1	2019225,0	11243,2	460144,1	269901,9	61,3	5028,6	5148603,9
2148	26519,9	1347760,4	1186246,6	2186584,4	11242,5	493808,3	289647,9	60,6	5391,1	5547261,7
2149	28426,3	1444901,6	1275321,2	2357680,2	11241,8	529935,3	310838,5	60,0	5779,6	5964184,5
2150	30439,7	1547478,1	1367821,7	2532467,7	11241,1	568705,4	333579,5	59,2	6189,9	6397982,2
2151	32596,0	1657336,6	1466901,3	2719710,1	11240,4	610311,8	357984,2	58,5	6629,4	6862768,3
2152	34905,4	1774994,3	1573040,6	2920342,9	11239,7	654962,3	384174,3	57,8	7100,0	7360817,3
2153	37475,5	1906007,3	1691577,5	3145069,5	11239,1	702879,3	412280,5	57,3	7624,1	7914210,0
2154	40247,1	2047310,3	1819508,6	3387763,6	11238,4	754301,9	442442,9	56,8	8189,3	8511058,9
2155	43228,4	2199310,8	1957186,5	3649064,3	11237,8	809486,7	474812,0	56,2	8797,3	9153180,0
Итого приб.период 2024-2155	**1209342**	**61622554**	**53795529**	**98443701**	**182581**	**11896367**	**6978056**	**67196**	**246509**	**234441834**
Итого расчет. период 2024-2155	**1209342**	**61622554**	**53795529**	**98443701**	**182581**	**11896367**	**6978056**	**67196**	**246509**	**234441834**

Таблица 4.2.4.4 - Расчет денежного потока наличности государства в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2

Года	Доход государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	140,0	1935,2	0,0	0,0	165,0	403,9	285,2	1705,8	8,1	4643,3
2025	184,2	1717,7	0,0	0,0	152,0	340,0	240,1	1514,1	7,2	4155,2
2026	164,3	1518,5	0,0	0,0	132,0	454,0	260,2	1338,5	6,4	3873,9
2027	146,7	1342,0	0,0	0,0	132,0	490,3	281,0	1182,9	5,7	3580,6
2028	132,2	1197,1	0,0	0,0	132,0	527,4	302,3	1055,2	5,1	3351,4
2029	117,9	1051,5	0,0	0,0	132,0	567,3	325,2	926,9	4,6	3125,4
2030	107,0	939,1	0,0	0,0	525,5	615,0	352,5	827,8	4,1	3371,0
2031	114,0	1147,8	0,0	0,0	524,7	656,3	376,2	879,5	4,9	3703,5
2032	121,4	1304,4	0,0	0,0	524,0	697,5	399,8	991,8	5,6	4044,4
2033	129,4	1395,1	0,0	0,0	523,2	744,0	426,5	1039,7	5,9	4263,8
2034	137,9	1667,8	0,0	0,0	524,0	796,7	456,6	1086,3	7,0	4676,2
2035	147,0	1972,0	0,0	0,0	523,3	852,9	488,9	1191,1	8,2	5183,4
2036	156,7	2210,1	0,0	0,0	522,6	913,0	523,3	1351,9	9,2	5686,8
2037	167,1	2472,0	0,0	0,0	521,9	981,4	562,5	1508,2	10,2	6223,3
2038	178,2	2874,7	0,0	0,0	521,2	1050,2	602,0	1660,4	11,8	6898,5
2039	190,1	3198,8	0,0	0,0	524,0	1113,9	638,5	1808,4	13,1	7486,7
2040	202,9	3554,2	0,0	0,0	524,6	1196,8	686,0	1963,5	14,5	8142,5
2041	216,5	4084,8	0,0	0,0	525,3	1280,1	733,7	2268,5	16,6	9125,5
2042	231,1	4823,1	0,0	0,0	524,6	1381,4	791,8	2402,4	19,6	10173,9
2043	246,7	5161,2	0,0	0,0	528,8	1463,5	838,9	2532,5	20,9	10792,4
2044	263,3	5523,8	0,0	0,0	528,5	1542,4	884,1	2500,4	22,4	11264,9
2045	281,2	5912,2	0,0	0,0	529,9	1640,1	940,1	2468,8	23,9	11796,2
2046	300,3	6328,2	0,0	0,0	533,5	1752,0	1004,2	2437,8	25,6	12381,5
2047	320,8	6773,7	0,0	0,0	533,4	1852,4	1061,7	2407,2	27,4	12976,5
2048	342,7	7250,8	1291,7	0,0	533,1	1987,7	1139,3	2377,1	29,3	14951,7
2049	366,2	7761,9	2295,9	2211,5	532,7	2121,7	1216,1	2347,4	31,3	18884,7
2050	391,3	8309,4	2661,7	2742,2	543,1	2252,2	1290,9	2318,3	33,5	20542,5
2051	418,2	8895,8	3068,2	3334,9	542,6	2428,5	1392,0	2289,5	35,8	22405,5
2052	447,1	9524,0	3501,3	4091,1	545,7	2604,5	1492,8	2261,3	38,3	24506,1
2053	478,7	10215,0	3980,5	4928,8	548,8	2808,1	1609,5	2237,4	41,1	26847,9
2054	512,6	10956,4	4484,4	5729,2	563,3	3027,5	1735,3	2213,8	44,1	29266,6
2055	549,0	11751,9	5052,4	5977,2	562,7	3281,8	1881,1	2190,6	47,3	31293,9
2056	588,0	12605,3	5669,2	6234,0	562,8	3518,8	2016,9	2167,6	50,7	33413,4
2057	629,8	13521,0	6330,2	6510,1	562,5	3793,4	2174,3	2144,9	54,3	35720,6
2058	674,7	14503,5	7034,3	6802,0	567,6	4066,6	2330,9	2122,4	58,3	38160,3
2059	722,8	15557,7	7805,1	7113,8	567,5	4383,6	2512,6	2100,3	62,5	40825,9
2060	773,9	16677,5	8614,9	7440,4	573,3	4698,4	2693,1	2077,0	66,9	43615,4
2061	828,7	17878,3	9501,1	8029,4	573,2	5064,2	2902,7	2054,0	71,7	46903,2
2062	887,4	19166,1	10438,4	9575,2	580,4	5458,2	3128,5	2031,3	76,9	51342,4
2063	950,3	20547,2	11470,3	11307,7	580,3	5848,6	3352,4	2008,9	82,4	56148,3
2064	1017,8	22028,5	12576,5	13170,0	581,0	6303,1	3612,8	1986,9	88,3	61364,9
2065	1090,2	23617,3	13767,0	15182,8	580,7	6792,6	3893,4	1965,1	94,7	66983,7
2066	1167,8	25321,3	15045,6	17349,7	580,0	7363,2	4220,4	1943,6	101,5	73093,1
2067	1251,0	27149,0	16424,9	19704,1	580,6	7934,7	4548,0	1922,4	108,8	79623,5
2068	1340,2	29109,5	17909,5	22249,7	580,4	8550,3	4900,9	1901,5	116,7	86658,7
2069	1435,8	31212,4	19504,4	24990,4	580,2	9268,6	5312,6	1880,9	125,1	94310,4
2070	1538,4	33468,1	21230,7	27988,9	581,2	9867,7	5656,0	1860,5	134,1	102325,7

Продолжение таблицы 4.2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2071	1648,4	35887,9	23081,7	31202,8	581,2	10631,8	6094,0	1840,5	143,8	111111,9
2072	1766,4	38483,8	25038,5	34585,5	598,4	11454,6	6565,6	1820,7	154,2	120467,5
2073	1892,9	41268,6	27192,5	38361,7	599,1	12264,4	7029,7	1801,1	165,3	130575,3
2074	2028,6	44256,2	29506,2	42435,8	600,0	13129,4	7525,6	1781,8	177,2	141440,9
2075	2174,1	47461,4	31990,0	46811,3	601,0	14142,8	8106,4	1762,8	190,1	153239,9
2076	2330,2	50900,2	34664,9	51545,8	602,1	15136,7	8676,1	1744,0	203,8	165804,0
2077	2497,7	54589,7	37542,0	56652,5	603,4	16197,9	9284,4	1725,5	218,6	179311,5
2078	2677,4	58548,3	40632,0	62144,3	603,8	17444,5	9998,9	1707,2	234,4	193990,8
2079	2870,1	62795,8	43963,4	68097,8	606,6	18539,0	10626,3	1689,2	251,4	209439,6
2080	3076,8	67353,4	47536,9	74482,0	607,2	19962,3	11442,1	1671,4	269,6	226401,8
2081	3298,6	72243,9	51379,7	81364,3	609,3	21493,9	12320,0	1653,8	289,2	244652,8
2082	3536,6	77491,7	55515,5	88796,2	614,5	22984,6	13174,4	1636,5	310,2	264060,1
2083	3791,9	83123,2	59873,1	96573,0	654,0	24744,6	14183,2	1619,4	332,7	284895,1
2084	4062,3	89087,8	64601,4	105092,9	655,1	26638,2	15268,6	1601,1	356,5	307363,9
2085	4352,3	95484,5	69576,6	114020,7	703,4	28474,7	16321,3	1583,1	382,1	330898,7
2086	4662,9	102336,9	75033,4	123892,9	704,8	30649,2	17567,7	1565,2	409,5	356822,6
2087	3624,6	78885,5	54807,0	84074,2	888,8	26390,5	15126,6	1113,0	315,7	265226,1
2088	3896,1	84857,0	59430,8	92203,8	890,6	28607,3	16397,3	1104,5	339,6	287727,0
2089	4188,3	91282,0	64463,4	101172,9	890,0	31010,3	17774,6	1096,1	365,3	312242,9
2090	4502,6	98195,0	69861,5	110763,2	894,9	33615,2	19267,7	1087,7	392,9	338580,8
2091	4840,6	105633,3	75679,9	121123,0	894,3	36438,9	20886,2	1079,4	422,7	366998,3
2092	5204,3	113636,8	81952,7	132318,9	893,7	39499,8	22640,6	1071,2	454,7	397672,8
2093	5595,6	122248,7	88712,9	144407,6	893,1	42817,7	24542,4	1063,1	489,1	430770,4
2094	6016,5	131515,4	96007,4	157493,9	896,4	46000,0	26366,5	1055,1	526,2	465877,3
2095	6469,3	141486,8	103644,7	171054,9	1005,6	49414,8	28323,8	1047,1	566,1	503013,0
2096	6956,5	152216,7	112155,0	186368,5	1004,9	53565,6	30702,9	1039,2	609,0	544618,5
2097	7480,7	163763,0	121302,3	202882,0	1004,3	58065,1	33282,0	1031,4	655,2	589465,9
2098	8044,4	176182,1	131143,3	220647,0	1003,6	62942,6	36077,7	1023,6	704,9	637769,3
2099	8651,0	189546,2	141742,0	239804,8	1003,0	68229,8	39108,2	1016,0	758,3	689859,3
2100	9303,6	203927,5	153158,9	260468,8	1002,4	73961,1	42393,3	1008,3	815,9	746039,8
2101	10005,8	219403,7	165456,9	282755,4	1001,7	80173,8	45954,3	1000,8	877,8	806630,2
2102	10761,2	236054,4	178700,8	306784,2	1001,1	86908,4	49814,5	993,3	944,4	871962,3
2103	11574,0	253973,2	192966,6	332696,1	1000,5	94208,7	53998,9	985,9	1016,0	942419,9
2104	12448,5	273254,4	208330,6	360632,6	999,9	102122,3	58534,8	978,5	1093,2	1018394,7
2105	13180,3	289333,9	220964,0	383251,8	1036,4	106675,1	61144,4	955,8	1157,5	1077699,2
2106	14178,4	311341,5	238513,2	415190,8	1035,8	115635,8	66280,5	948,8	1245,5	1164370,4
2107	15252,6	335028,9	257427,3	449665,2	1035,2	125349,2	71848,1	941,9	1340,3	1257888,7
2108	16408,7	360524,7	277793,5	486803,9	1046,4	135878,5	77883,4	935,0	1442,2	1358716,3
2109	17653,0	387967,4	299732,0	526844,3	1045,8	147292,3	84425,6	928,2	1552,0	1467440,6
2110	18992,2	417506,3	323365,8	570018,6	1045,2	159664,8	91517,3	921,5	1670,2	1584701,9
2111	20433,7	449302,0	348820,4	616549,2	1044,6	173076,7	99204,8	914,8	1797,3	1711143,5
2112	21985,1	483527,6	376157,1	666394,3	1443,9	187615,1	107538,0	908,2	1934,3	1847503,7
2113	23655,1	520369,5	405633,4	720243,1	1443,1	203374,8	116571,1	901,7	2081,6	1994273,4
2114	25452,6	560028,4	437490,9	778691,2	1442,3	220458,3	126363,1	895,2	2240,3	2153062,3
2115	27387,5	602720,5	471745,9	841463,0	1441,5	238976,8	136977,6	888,8	2411,0	2324012,6
2116	29470,3	648678,5	508638,3	909100,8	1440,7	259050,8	148483,7	882,5	2594,9	2508340,5
2117	31712,3	698153,3	548371,1	981980,3	1439,9	280811,1	160956,4	876,2	2792,8	2707093,3
2118	34125,9	751415,0	591162,4	1060503,7	1439,1	304399,2	174476,7	869,9	3005,8	2921397,7
2119	36724,1	808754,5	637247,0	1145104,1	1438,3	329968,8	189132,8	863,8	3235,2	3152468,4
2120	39521,2	870485,1	686877,8	1236247,6	1437,5	357686,2	205019,9	857,6	3482,1	3401614,9
2121	42532,4	936944,3	740327,0	1334436,3	1436,7	387731,8	222241,6	851,6	3747,9	3670249,6
2122	45774,2	1008495,8	797888,0	1440210,3	1436,0	420301,3	240909,9	845,6	4034,1	3959895,1
2123	49264,4	1085531,1	859876,5	1554151,4	1435,2	455606,6	261146,3	839,7	4342,3	4272193,4
2124	53013,2	1168276,3	926465,5	1676560,0	1434,5	493877,5	283082,6	833,6	4673,2	4608216,5
2125	57048,6	1257349,3	998160,7	1808382,3	1433,7	535363,2	306861,5	827,7	5029,5	4970456,6

Продолжение таблицы 4.2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2126	60985,2	1344192,4	1067632,1	1935285,4	1433,0	580333,7	332637,9	816,3	5376,9	5328692,9
2127	65198,9	1437146,7	1141975,4	2071055,5	1432,2	629081,8	360579,5	805,1	5748,7	5713023,8
2128	69479,6	1531547,6	1217180,6	2207824,5	1431,5	681924,6	390868,2	791,5	6126,3	6107174,5
2129	74051,3	1632360,2	1297456,7	2353743,3	1430,8	739206,3	423701,1	778,2	6529,6	6529257,5
2130	78934,3	1740034,8	1383156,0	2509439,7	1430,1	801299,6	459292,0	765,3	6960,3	6981312,0
2131	84150,6	1855054,8	1474656,0	2675585,6	1429,4	868608,8	497872,5	752,6	7420,4	7465530,6
2132	89805,4	1977161,5	1555143,6	2789114,7	1428,7	941571,9	539693,8	740,0	7908,8	7902568,5
2133	35271,3	778278,9	617138,4	1116654,8	13863,3	72216,8	41393,5	268,7	3113,1	2678198,7
2134	37274,0	822563,0	651571,8	1177621,9	13860,9	78283,0	44870,5	262,0	3290,3	2829597,4
2135	39390,6	869366,8	691367,3	1254903,8	13858,6	84858,8	48639,7	255,5	3477,5	3006118,5
2136	41627,5	918833,8	731721,2	1330143,0	13856,4	91986,9	52725,4	249,1	3675,3	3184818,7
2137	44081,4	973107,4	776067,0	1412959,8	13854,2	99713,8	57154,3	243,3	3892,4	3381073,7
2138	46559,4	1027905,5	820757,9	1496262,5	13852,1	108089,8	61955,3	237,1	4111,6	3579731,2
Итого приб.период 2024-2138	**1599605**	**35183795**	**27404785**	**48788761**	**171017**	**12870567**	**7377299**	**159103**	**140758**	**133695691**
Итого расчет. период 2024-2138	**1599605**	**35183795**	**27404785**	**48788761**	**171017**	**12870567**	**7377299**	**159103**	**140758**	**133695691**

4.2.5 Показатели эффективности реализации проекта

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 10 - ти %;
- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;
- максимальный финансовый риск (МФР) – Показатель риска, рассчитываемый на основе максимально отрицательного денежного потока;
- удельные показатели по затратам.

Расчет экономической эффективности произведен как в реальных, так и в текущих ценах. При проведении расчетов бралась во внимание инфляция – рост общего уровня цен и издержек, сопровождающийся потерей покупательной способности денежной единицы тенге. Расчет показателей эффективности производился:

а) в текущих (с учетом инфляции) ценах, отражающих изменение цены во времени и рассчитанных, исходя из годового коэффициента инфляции;

б) в расчетных ценах, необходимых для правильной оценки результатов проекта, а также для обеспечения сравнимости показателей проекта в различных условиях, т.е. по ценам, очищенным от общей инфляции (иначе - с учетом дефляции).

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2024 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (NPV, срока окупаемости) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 10 - ти %.

Расчет чистой прибыли приведен в таблицах 4.2.5.1; 4.2.5.2 – в целом по месторождению; 4.2.5.3 – для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз»; 4.2.5.4 – для АО «Тургай-Петролеум».

Расчет потоков денежной наличности и внутренней нормы прибыли приведен в таблицах 4.2.5.5; 4.2.5.6 – в целом по месторождению; 4.2.5.7 – для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз»; 4.2.5.8 – для АО «Тургай-Петролеум».

Таблица 4.2.5.1 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 1

Года	Капитальные вложения млн.тенге	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков млн.тенге	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков млн.тенге	Корпоративный подоходный налог млн.тенге	Чистая прибыль предприятия после выплаты подоходного налога млн.тенге	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль млн.тенге	Налог на сверхприбыль млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	1360,0	6201,8	5316,8	1063,4	5657,9	5657,9	0,0
2025	644,0	3678,3	3678,3	735,7	3440,7	3440,7	0,0
2026	364,2	640,7	640,7	128,1	980,7	980,7	0,0
2027	124,9	-2105,8	0,0	0,0	-1691,5	-1691,5	0,0
2028	284,5	-4276,7	0,0	0,0	-3896,2	-3896,2	0,0
2029	78,1	-5458,8	0,0	0,0	-5129,0	-5129,0	0,0
2030	83,2	-6882,0	0,0	0,0	-6592,9	-6592,9	0,0
2031	48,3	-6179,0	0,0	0,0	-5936,2	-5936,2	0,0
2032	10,3	-5519,5	0,0	0,0	-5321,7	-5321,7	0,0
2033	11,2	-4451,5	0,0	0,0	-4291,9	-4291,9	0,0
2034	112,9	-3411,7	0,0	0,0	-3250,2	-3250,2	0,0
2035	68,8	-2374,9	0,0	0,0	-2238,7	-2238,7	0,0
2036	9,5	-1248,3	0,0	0,0	-1140,4	-1140,4	0,0
2037	262,6	-99,9	0,0	0,0	8,8	8,8	0,0
2038	11,1	1058,3	0,0	0,0	1139,2	1139,2	0,0
2039	326,6	2397,0	0,0	0,0	2487,2	2487,2	0,0
2040	96,5	3792,9	0,0	0,0	3869,1	3869,1	0,0
2041	108,1	5038,4	0,0	0,0	5107,3	5107,3	0,0
2042	11,5	6367,8	0,0	0,0	6416,8	6416,8	0,0
2043	328,1	8217,4	0,0	0,0	8275,5	8275,5	0,0
2044	40,7	10407,4	0,0	0,0	10445,0	8889,4	1555,6
2045	154,0	12704,1	7975,4	1595,1	11151,6	9266,3	1885,3
2046	291,8	15117,1	15117,1	3023,4	12157,6	9928,1	2229,5
2047	51,8	17785,4	17785,4	3557,1	14269,3	11648,6	2620,6
2048	37,4	20601,4	20601,4	4120,3	16509,5	13423,3	3086,2
2049	371,7	23576,5	23576,5	4715,3	18926,8	15369,4	3557,4
2050	928,7	26756,6	26756,6	5351,3	21541,4	17462,2	4079,2
2051	23,8	30240,0	30240,0	6048,0	24287,3	19927,9	4359,4
2052	270,8	33960,0	33960,0	6792,0	27277,0	19625,7	7651,3
2053	256,6	37922,2	37922,2	7584,4	30452,9	21915,7	8537,2
2054	766,4	42201,7	42201,7	8440,3	33907,1	24363,6	9543,5
2055	11,0	46869,7	46869,7	9373,9	37605,5	26946,9	10658,6
2056	82,6	51942,4	51942,4	10388,5	41643,3	30512,7	11130,6
2057	25,8	57349,3	57349,3	11469,9	45949,2	34344,7	11604,5
2058	398,1	63137,2	63137,2	12627,4	50613,8	38510,3	12103,5
2059	60,6	69421,8	69421,8	13884,4	55611,5	42977,1	12634,5
2060	1662,0	76005,8	76005,8	15201,2	61018,2	47700,7	13317,5
2061	524,9	83252,3	83252,3	16650,5	66818,2	52225,6	14592,6
2062	549,7	91034,0	91034,0	18206,8	73072,0	56737,8	16334,2
2063	41,8	99459,8	99459,8	19892,0	79762,6	60659,6	19103,0
2064	90,7	108492,1	108492,1	21698,4	86957,8	64877,0	22080,8
2065	122,9	118319,2	118319,2	23663,8	94790,6	69404,6	25386,0
2066	0,0	128758,3	128758,3	25751,7	103117,3	74255,8	28861,6
2067	86,6	134316,5	134316,5	26863,3	107543,6	77160,9	30382,7
2068	31,3	145974,0	145974,0	29194,8	116850,9	82582,3	34268,7
2069	33,9	158495,9	158495,9	31699,2	126852,2	88396,1	38456,1
2070	183,9	172104,2	172104,2	34420,8	137724,7	94637,7	43087,0

Продолжение таблицы 4.2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
2071	79,7	186771,2	186771,2	37354,2	149446,0	101368,7	48077,3
2072	1361,0	202535,1	202535,1	40507,0	162204,0	108702,3	53501,8
2073	187,4	219652,6	219652,6	43930,5	175841,2	116421,4	59419,7
2074	203,1	238057,9	238057,9	47611,6	190547,9	124731,8	65816,1
2075	110,1	257707,5	257707,5	51541,5	206246,8	133637,8	72609,0
2076	119,3	278857,0	278857,0	55771,4	223149,4	143195,9	79953,5
2077	258,7	301892,3	301892,3	60378,5	241562,5	153512,4	88050,1
2078	140,2	326580,6	326580,6	65316,1	261300,2	164579,7	96720,5
2079	380,0	353274,6	353274,6	70654,9	282643,9	176462,9	106181,0
2080	412,0	382153,8	382153,8	76430,8	305737,3	189223,6	116513,7
2081	446,6	413126,2	413126,2	82625,2	330506,6	202907,2	127599,4
2082	387,3	446136,7	446136,7	89227,3	356907,4	217580,4	139327,1
2083	2675,5	481182,6	481182,6	96236,5	385320,8	233587,2	151733,6
2084	113,8	519418,0	519418,0	103883,6	415788,0	250411,5	165376,5
2085	3267,2	559987,2	559987,2	111997,4	448665,5	268837,7	179827,8
2086	133,7	604206,0	604206,0	120841,2	483867,0	288189,6	195677,4
2087	144,9	651653,9	651653,9	130330,8	521767,7	309048,1	212719,7
2088	314,2	702664,4	702664,4	140532,9	562509,7	331437,3	231072,4
2089	170,3	757468,2	757468,2	151493,6	606297,7	355474,3	250823,3
2090	369,2	816107,6	816107,6	163221,5	653160,6	381188,1	271972,5
2091	400,2	878308,2	878308,2	175661,6	702878,8	408446,1	294432,6
2092	0,0	944551,2	944551,2	188910,2	755836,7	437491,9	318344,8
2093	16457,4	824223,3	824223,3	164844,7	659542,9	389792,6	269750,3
2094	254,9	889823,3	889823,3	177964,7	711994,9	418831,5	293163,4
2095	7319,2	959714,5	959714,5	191942,9	768893,6	450776,6	318117,0
2096	0,0	1037453,4	1037453,4	207490,7	830759,1	484682,0	346077,1
2097	0,0	1121155,0	1121155,0	224231,0	897641,1	521385,3	376255,8
2098	0,0	1211304,3	1211304,3	242260,9	969656,2	560877,4	408778,8
2099	0,0	1308481,2	1308481,2	261696,2	1047312,9	603428,8	443884,0
2100	0,0	1413247,2	1413247,2	282649,4	1131050,6	649270,6	481780,0
2101	0,0	1526196,7	1526196,7	305239,3	1221345,0	698658,5	522686,5
2102	0,0	1647955,8	1647955,8	329591,2	1318695,4	751861,1	566834,3
2103	0,0	1779231,3	1779231,3	355846,3	1423666,2	809181,3	614484,9
2104	0,0	1920997,0	1920997,0	384199,4	1537035,6	871029,8	666005,8
2105	2475,6	2054278,7	2054278,7	410855,7	1643622,4	929510,1	714112,2
2106	0,0	2217715,4	2217715,4	443543,1	1774338,9	1000751,5	773587,4
2107	727,2	2394876,6	2394876,6	478975,3	1916039,1	1077565,4	838473,7
2108	788,3	2585461,1	2585461,1	517092,2	2068481,3	1160477,2	908004,1
2109	0,0	2789078,3	2789078,3	557815,7	2231353,4	1249083,0	982270,4
2110	0,0	3009090,0	3009090,0	601818,0	2407343,9	1344749,7	1062594,2
2111	0,0	3247640,4	3247640,4	649528,1	2598167,8	1448376,5	1149791,2
2112	34443,4	3429805,3	3429805,3	685961,1	2747865,9	1521308,4	1226557,5
2113	0,0	3707234,6	3707234,6	741446,9	2968597,1	1639001,0	1329596,1
2114	0,0	4005159,5	4005159,5	801031,9	3206686,3	1766640,6	1440045,8
2115	0,0	4326341,8	4326341,8	865268,4	3463274,9	1904225,8	1559049,1
2116	0,0	4671512,0	4671512,0	934302,4	3739123,3	2052166,0	1686957,3
2117	0,0	5044604,7	5044604,7	1008920,9	4037342,6	2212040,4	1825302,2
2118	14128,1	5412274,8	5412274,8	1082455,0	4331254,2	2364691,8	1966562,4
2119	0,0	5844041,2	5844041,2	1168808,2	4676474,1	2549110,9	2127363,2
2120	0,0	6309680,7	6309680,7	1261936,1	5048817,2	2748050,7	2300766,4
2121	0,0	6811948,6	6811948,6	1362389,7	5450484,6	2962661,1	2487823,5
2122	0,0	7353903,9	7353903,9	1470780,8	5883920,8	3194187,8	2689733,0
2123	0,0	7938698,6	7938698,6	1587739,7	6351644,9	3443969,6	2907675,3
2124	0,0	8568897,8	8568897,8	1713779,6	6855707,0	3713109,4	3142597,6
2125	0,0	9248870,8	9248870,8	1849774,2	7399600,5	4003455,0	3396145,5

Продолжение таблицы 4.2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8
2126	0,0	9982564,2	9982564,2	1996512,8	7986481,3	4316685,9	3669795,4
2127	0,0	10774238,5	10774238,5	2154847,7	8619756,4	4654615,6	3965140,7
2128	0,0	11624217,9	11624217,9	2324843,6	9299683,8	5017338,9	4282344,9
2129	0,0	12540783,3	12540783,3	2508156,7	10032887,2	5408426,4	4624460,8
2130	0,0	13529196,2	13529196,2	2705839,2	10823575,0	5830119,8	4993455,1
2131	0,0	14595093,6	14595093,6	2919018,7	11676255,8	6284822,1	5391433,7
2132	0,0	15734069,7	15734069,7	3146813,9	12587404,3	6774653,9	5812750,4
2133	0,0	16892698,4	16892698,4	3378539,7	13514279,6	7270477,1	6243802,5
2134	0,0	18137286,2	18137286,2	3627457,2	14509925,7	7803139,1	6706786,6
2135	0,0	18987566,4	18987566,4	3797513,3	15190131,1	8175828,1	7014303,0
2136	0,0	19883979,0	19883979,0	3976795,8	15907245,0	8569268,0	7337977,0
2137	972967,6	10704182,7	10704182,7	2140836,5	8563283,5	4640619,0	3922664,6
2138	0,0	11417317,1	11417317,1	2283463,4	9133781,0	4950064,1	4183716,9
2139	0,0	7858133,7	7858133,7	1571626,7	6286497,2	3393903,7	2892593,5
2140	0,0	8433002,9	8433002,9	1686600,6	6746392,6	3640895,1	3105497,6
2141	0,0	9049862,2	9049862,2	1809972,4	7239880,2	3905996,6	3333883,7
2142	0,0	9711792,6	9711792,6	1942358,5	7769424,7	4190547,5	3578877,2
2143	0,0	10422060,1	10422060,1	2084412,0	8337638,7	4495985,0	3841653,8
2144	0,0	11192650,6	11192650,6	2238530,1	8954111,2	4827136,1	4126975,1
2145	0,0	12020126,6	12020126,6	2404025,3	9616092,1	5182833,6	4433258,5
2146	0,0	12904788,3	12904788,3	2580957,7	10323821,6	5563407,5	4760414,1
2147	0,0	13855707,5	13855707,5	2771141,5	11084557,0	5972584,7	5111972,3
2148	0,0	14910142,9	14910142,9	2982028,6	11928105,4	6425322,7	5502782,8
2149	0,0	16044580,5	16044580,5	3208916,1	12835655,6	6912505,8	5923149,8
2150	0,0	17265096,5	17265096,5	3453019,3	13812068,4	7436765,9	6375302,5
2151	0,0	18578215,1	18578215,1	3715643,0	14862563,4	8000936,1	6861627,3
2152	0,0	19991011,6	19991011,6	3998202,3	15992800,7	8608069,2	7384731,4
2153	0,0	21501892,6	21501892,6	4300378,5	17201505,5	9257820,2	7943685,3
2154	0,0	23140773,0	23140773,0	4628154,6	18512609,9	9960336,4	8552273,5
2155	0,0	24898150,9	24898150,9	4979630,2	19918512,3	10716094,3	9202418,0
2156	0,0	26788811,5	26788811,5	5357762,3	21431040,8	11529427,0	9901613,8
2157	1559267,5	10768137,7	10768137,7	2153627,5	8614423,1	4591655,8	4022767,3
2158	0,0	11724346,0	11724346,0	2344869,2	9379389,9	4974432,5	4404957,4
2159	0,0	12735151,0	12735151,0	2547030,2	10188034,0	5387770,3	4800263,7
2160	0,0	13813188,4	13813188,4	2762637,7	11050464,0	5834562,5	5215901,5
2161	0,0	14981013,5	14981013,5	2996202,7	11984724,2	6318341,3	5666382,9
2162	0,0	16246587,8	16246587,8	3249317,6	12997183,7	6842190,3	6154993,5
2163	0,0	17617363,2	17617363,2	3523472,6	14093804,2	7409395,5	6684408,7
2164	0,0	19102412,7	19102412,7	3820482,5	15281843,9	8023560,1	7258283,7
2165	0,0	20711667,9	20711667,9	4142333,6	16569248,1	8688745,6	7880502,5
2166	0,0	22455037,6	22455037,6	4491007,5	17963944,0	9409013,4	8554930,6
2167	0,0	24343661,7	24343661,7	4868732,3	19474843,4	10188923,1	9285920,3
2168	0,0	26389599,9	26389599,9	5277920,0	21111594,0	11033411,6	10078182,4
2169	0,0	28605924,8	28605924,8	5721185,0	22884654,1	11947824,7	10936829,4
2170	0,0	31006772,1	31006772,1	6201354,4	24805332,0	12937949,9	11867382,0
2171	0,0	33607459,3	33607459,3	6721491,9	26885881,8	14010054,1	12875827,8
2172	0,0	36424582,7	36424582,7	7284916,5	29139580,7	15170923,1	13968657,6
2173	0,0	39476104,6	39476104,6	7895220,9	31580798,3	16427903,9	15152894,4
2174	0,0	42781472,5	42781472,5	8556294,5	34225092,7	17788951,6	16436141,1
2175	0,0	46361751,7	46361751,7	9272350,3	37089316,1	19262679,5	17826636,6
Итого приб.период 2024-2175	**2631947,4**	**1061527007,7**	**1061526122,7**	**212305224,5**	**849262790,5**	**453667902,6**	**395594887,9**
Итого расчет. период 2024-2175	**2631947,4**	**1061527007,7**	**1061526122,7**	**212305224,5**	**849262790,5**	**453667902,6**	**395594887,9**

Таблица 4.2.5.2 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. В целом по месторождению Вариант 2

Года	Капитальные вложения млн.тенге	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков млн.тенге	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков млн.тенге	Корпоративный подоходный налог млн.тенге	Чистая прибыль предприятия после выплаты подоходного налога млн.тенге	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль млн.тенге	Налог на сверхприбыль млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	1376,6	6198,2	5313,2	1062,6	5658,3	5658,3	0,0
2025	831,3	4375,3	4375,3	875,1	4019,6	4019,6	0,0
2026	408,6	1573,2	1573,2	314,6	1746,4	1746,4	0,0
2027	148,4	-919,7	0,0	0,0	-486,5	-486,5	0,0
2028	307,5	-2828,5	0,0	0,0	-2430,6	-2430,6	0,0
2029	71,4	-4069,9	0,0	0,0	-3726,7	-3726,7	0,0
2030	182,1	-5612,9	0,0	0,0	-5304,5	-5304,5	0,0
2031	48,3	-4844,8	0,0	0,0	-4587,7	-4587,7	0,0
2032	10,3	-4121,0	0,0	0,0	-3911,5	-3911,5	0,0
2033	146,5	-2971,4	0,0	0,0	-2791,9	-2791,9	0,0
2034	110,9	-1854,6	0,0	0,0	-1678,6	-1678,6	0,0
2035	15,3	-732,0	0,0	0,0	-591,7	-591,7	0,0
2036	9,5	481,0	0,0	0,0	592,9	592,9	0,0
2037	73,2	1748,2	0,0	0,0	1844,4	1844,4	0,0
2038	11,1	2998,4	0,0	0,0	3070,2	3070,2	0,0
2039	323,6	4434,1	0,0	0,0	4515,1	4515,1	0,0
2040	96,5	5937,4	0,0	0,0	6004,7	6004,7	0,0
2041	195,0	7246,1	0,0	0,0	7319,5	7319,5	0,0
2042	105,7	8644,7	3535,3	707,1	8001,6	8001,6	0,0
2043	631,2	10619,8	10619,8	2124,0	8588,1	7093,1	1495,0
2044	40,7	12988,0	12988,0	2597,6	10453,1	8629,2	1824,0
2045	274,1	15445,0	15445,0	3089,0	12438,2	10275,2	2163,0
2046	291,8	18053,6	18053,6	3610,7	14537,4	11989,0	2548,4
2047	192,7	20893,3	20893,3	4178,7	16803,1	13804,1	2999,0
2048	37,4	23932,7	23932,7	4786,5	19211,5	15716,4	3495,0
2049	192,6	27161,1	27161,1	5432,2	21802,0	15583,8	6218,2
2050	928,7	30543,9	30543,9	6108,8	24581,2	17586,3	6994,9
2051	23,8	34272,6	34272,6	6854,5	27520,6	19780,8	7739,8
2052	271,2	38249,5	38249,5	7649,9	30714,3	22058,6	8655,7
2053	256,6	42551,6	42551,6	8510,3	34160,6	24495,1	9665,5
2054	1014,2	47100,3	47100,3	9420,1	37865,9	27217,4	10648,5
2055	11,0	52101,9	52101,9	10420,4	41818,9	30729,1	11089,8
2056	83,2	57528,4	57528,4	11505,7	46136,6	34589,0	11547,6
2057	25,8	63306,3	63306,3	12661,3	50735,4	38694,9	12040,5
2058	398,1	69481,0	69481,0	13896,2	55706,2	43146,6	12559,5
2059	60,6	76163,8	76163,8	15232,8	61019,6	47453,9	13565,7
2060	837,1	83128,5	83128,5	16625,7	66693,3	51895,0	14798,2
2061	1383,5	90717,4	90717,4	18143,5	72814,0	56415,8	16398,2
2062	549,7	98880,6	98880,6	19776,1	79361,5	60288,7	19072,8
2063	41,8	107729,2	107729,2	21545,8	86389,7	64385,6	22004,1
2064	204,0	112160,0	112160,0	22432,0	89902,9	66726,1	23176,8
2065	73,7	121996,2	121996,2	24399,2	97741,4	71283,6	26457,7
2066	26,6	132509,1	132509,1	26501,8	106125,6	76161,8	29963,8
2067	86,6	143748,5	143748,5	28749,7	115094,3	81390,0	33704,3
2068	31,3	155809,1	155809,1	31161,8	124723,0	86986,5	37736,6
2069	898,9	168599,6	168599,6	33719,9	135062,5	93060,0	42002,6
2070	183,9	182639,3	182639,3	36527,9	146242,0	99451,4	46790,6

Продолжение таблицы 4.2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8
2071	3019,7	197397,8	197397,8	39479,6	158260,1	106472,7	51787,4
2072	1361,0	213507,4	213507,4	42701,5	171213,3	113882,4	57330,9
2073	234,2	230998,9	230998,9	46199,8	185126,5	121712,6	63413,8
2074	203,1	249679,3	249679,3	49935,9	200024,9	130118,0	69906,9
2075	110,1	269568,6	269568,6	53913,7	215892,3	139111,4	76780,9
2076	119,3	290893,1	290893,1	58178,6	232914,4	148735,1	84179,3
2077	258,7	313922,2	313922,2	62784,4	251304,7	159048,9	92255,8
2078	70,1	338455,7	338455,7	67691,1	270903,0	170087,3	100815,7
2079	380,0	364996,4	364996,4	72999,3	292110,6	181918,9	110191,7
2080	6487,7	393167,3	393167,3	78633,5	315105,0	194924,3	120180,7
2081	357,2	423822,1	423822,1	84764,4	339465,4	208395,5	131069,9
2082	387,3	456509,5	456509,5	91301,9	365570,0	222905,6	142664,4
2083	2675,5	491070,2	491070,2	98214,0	393545,5	238693,8	154851,7
2084	113,8	528346,5	528346,5	105669,3	423205,1	255117,6	168087,5
2085	3267,2	567787,0	567787,0	113557,4	455144,0	273081,8	182062,2
2086	133,7	610630,3	610630,3	122126,1	489214,1	291878,6	197335,5
2087	12317,0	526116,9	526116,9	105223,4	421523,1	258227,7	163295,4
2088	157,1	566992,3	566992,3	113398,5	454133,4	276524,5	177609,0
2089	0,0	611108,9	611108,9	122221,8	489351,2	296163,2	193188,0
2090	6829,3	621090,4	621090,4	124218,1	497269,7	299720,4	197549,3
2091	0,0	670851,6	670851,6	134170,3	537021,0	321644,4	215376,6
2092	0,0	726245,9	726245,9	145249,2	581286,1	345972,7	235313,4
2093	0,0	783714,9	783714,9	156743,0	627217,6	371295,8	255921,8
2094	254,9	845509,4	845509,4	169101,9	676614,9	398476,8	278138,1
2095	9529,3	890923,6	890923,6	178184,7	713923,5	419512,4	294411,1
2096	0,0	961906,8	961906,8	192381,4	770376,8	450292,2	320084,6
2097	0,0	1038106,2	1038106,2	207621,2	831250,2	483546,0	347704,3
2098	0,0	1119963,0	1119963,0	223992,6	896625,6	519241,3	377384,3
2099	0,0	1207979,0	1207979,0	241595,8	966948,5	557605,8	409342,7
2100	0,0	1302627,8	1302627,8	260525,6	1042588,1	598831,2	443756,9
2101	0,0	1404407,3	1404407,3	280881,5	1123942,8	643130,5	480812,3
2102	0,0	1513837,9	1513837,9	302767,6	1211427,1	690725,0	520702,1
2103	0,0	1631510,0	1631510,0	326302,0	1305512,5	741866,3	563646,2
2104	0,0	1758032,3	1758032,3	351606,5	1406684,6	796813,9	609870,8
2105	2475,6	1874501,8	1874501,8	374900,4	1499819,7	847694,9	652124,8
2106	0,0	2018799,3	2018799,3	403759,9	1615223,1	910327,6	704895,5
2107	0,0	2173960,8	2173960,8	434792,2	1739322,2	977612,5	761709,8
2108	788,3	2340709,3	2340709,3	468141,9	1872694,5	1049891,4	822803,1
2109	0,0	2519952,7	2519952,7	503990,5	2016066,4	1127538,9	888527,5
2110	0,0	2712635,7	2712635,7	542527,1	2170192,9	1210955,3	959237,6
2111	0,0	2919737,0	2919737,0	583947,4	2335856,8	1300569,8	1035287,0
2112	26660,8	3141941,5	3141941,5	628388,3	2513590,4	1396816,2	1116774,2
2113	0,0	3380940,2	3380940,2	676188,0	2704776,4	1500237,9	1204538,5
2114	0,0	3638375,0	3638375,0	727675,0	2910713,1	1611376,5	1299336,6
2115	0,0	3914791,1	3914791,1	782958,2	3131836,3	1730771,3	1401065,0
2116	0,0	4211884,4	4211884,4	842376,9	3369502,5	1859052,3	1510450,2
2117	0,0	4531202,5	4531202,5	906240,5	3624949,8	1996884,4	1628065,4
2118	0,0	4874406,2	4874406,2	974881,2	3899506,5	2144982,6	1754523,9
2119	0,0	5243280,5	5243280,5	1048656,1	4194600,6	2304115,7	1890484,9
2120	0,0	5640898,7	5640898,7	1128179,7	4512690,5	2475568,2	2037122,3
2121	0,0	6068356,3	6068356,3	1213671,3	4854652,6	2659845,6	2194807,0
2122	0,0	6527893,7	6527893,7	1305578,7	5222279,1	2857913,2	2364365,9
2123	0,0	7021920,0	7021920,0	1404384,0	5617497,2	3070809,3	2546687,9
2124	0,0	7552190,4	7552190,4	1510438,1	6041711,0	3299308,2	2742402,8
2125	0,0	8122432,6	8122432,6	1624486,5	6497902,7	3544994,7	2952908,0

Продолжение таблицы 4.2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8
2126	0,0	8696809,7	8696809,7	1739361,9	6957402,9	3793239,4	3164163,6
2127	0,0	9311902,2	9311902,2	1862380,4	7449475,8	4059113,3	3390362,5
2128	0,0	9948842,4	9948842,4	1989768,5	7959027,1	4334954,5	3624072,6
2129	0,0	10629943,8	10629943,8	2125988,8	8503907,7	4629995,2	3873912,4
2130	0,0	11358962,8	11358962,8	2271792,6	9087122,5	4945855,9	4141266,6
2131	0,0	12138716,9	12138716,9	2427743,4	9710925,5	5283795,1	4427130,5
2132	0,0	12886720,6	12886720,6	2577344,1	10309328,4	5640309,3	4669019,0
2133	829014,8	8567266,1	8567266,1	1713453,2	6853651,6	3719468,4	3134183,2
2134	0,0	9136830,3	9136830,3	1827366,1	7309306,3	3966598,4	3342707,9
2135	0,0	9761983,8	9761983,8	1952396,8	7809432,3	4231234,8	3578197,5
2136	0,0	10420804,5	10420804,5	2084160,9	8336492,2	4513428,2	3823064,1
2137	0,0	11132710,1	11132710,1	2226542,0	8906019,6	4818267,1	4087752,5
2138	0,0	11881883,3	11881883,3	2376376,7	9505361,4	5139305,1	4366056,3
2139	0,0	8341947,5	8341947,5	1668389,5	6673548,5	3594674,7	3078873,8
2140	0,0	8946721,6	8946721,6	1789344,3	7157367,9	3854316,9	3303051,0
2141	0,0	9595406,0	9595406,0	1919081,2	7676315,4	4132897,4	3543418,0
2142	0,0	10291211,2	10291211,2	2058242,2	8232959,7	4431812,4	3801147,3
2143	0,0	11037219,0	11037219,0	2207443,8	8829766,1	4752417,2	4077348,8
2144	0,0	11837434,6	11837434,6	2367486,9	9469938,6	5096444,1	4373494,5
2145	0,0	12695825,8	12695825,8	2539165,2	10156651,6	5465622,5	4691029,2
2146	0,0	13617410,4	13617410,4	2723482,1	10893919,4	5862111,0	5031808,5
2147	696029,8	5505515,7	5505515,7	1101103,1	4404365,5	2385140,5	2019225,0
2148	0,0	5931232,8	5931232,8	1186246,6	4744939,7	2558355,2	2186584,4
2149	0,0	6376605,8	6376605,8	1275321,2	5101238,6	2743558,4	2357680,2
2150	0,0	6839108,3	6839108,3	1367821,7	5471241,1	2938773,5	2532467,7
2151	0,0	7334506,3	7334506,3	1466901,3	5867560,1	3147850,0	2719710,1
2152	0,0	7865203,0	7865203,0	1573040,6	6292118,0	3371775,2	2920342,9
2153	0,0	8457887,7	8457887,7	1691577,5	6766266,2	3621196,7	3145069,5
2154	0,0	9097542,8	9097542,8	1819508,6	7277990,7	3890227,0	3387763,6
2155	0,0	9785932,5	9785932,5	1957186,5	7828702,8	4179638,5	3649064,3
Итого приб.период 2024-2155	**1616758,2**	**406036565,5**	**406035680,5**	**81207136,1**	**324851929,4**	**177619466,9**	**147232462,5**
Итого расчет. период 2024-2155	**1616758,2**	**406036565,5**	**406035680,5**	**81207136,1**	**324851929,4**	**177619466,9**	**147232462,5**

Таблица 4.2.5.3 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. АО "ПетроКазахстан КумкольРессорсиз" Вариант 2

Года	Капитальные вложения млн.тенге	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков млн.тенге	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков млн.тенге	Корпоративный подоходный налог млн.тенге	Чистая прибыль предприятия после выплаты подоходного налога млн.тенге	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль млн.тенге	Налог на сверхприбыль млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	665,1	-1964,4	0,0	0,0	-1762,6	-1762,6	0,0
2025	125,3	-2028,5	0,0	0,0	-1849,5	-1849,5	0,0
2026	108,1	-2440,2	0,0	0,0	-2279,2	-2279,2	0,0
2027	2,3	-2821,8	0,0	0,0	-2686,2	-2686,2	0,0
2028	0,0	-2912,3	0,0	0,0	-2800,6	-2800,6	0,0
2029	1,3	-2418,0	0,0	0,0	-2327,3	-2327,3	0,0
2030	2,9	-2011,3	0,0	0,0	-1938,7	-1938,7	0,0
2031	40,4	-1582,3	0,0	0,0	-1519,5	-1519,5	0,0
2032	0,0	-1237,8	0,0	0,0	-1190,4	-1190,4	0,0
2033	137,2	-630,9	0,0	0,0	-584,7	-584,7	0,0
2034	4,0	103,1	0,0	0,0	147,0	147,0	0,0
2035	2,2	857,1	0,0	0,0	891,3	891,3	0,0
2036	0,0	1632,9	0,0	0,0	1658,4	1658,4	0,0
2037	65,5	2430,0	0,0	0,0	2457,4	2457,4	0,0
2038	0,0	3265,6	0,0	0,0	3283,7	3283,7	0,0
2039	86,0	4124,3	0,0	0,0	4147,4	4147,4	0,0
2040	3,3	5031,7	0,0	0,0	5046,0	5046,0	0,0
2041	93,9	5968,2	3365,5	673,1	5316,9	5316,9	0,0
2042	94,2	6945,8	6945,8	1389,2	5583,7	5583,7	0,0
2043	303,1	7973,8	7973,8	1594,8	6421,0	4926,0	1495,0
2044	9,0	9097,1	9097,1	1819,4	7306,8	5482,8	1824,0
2045	129,7	10258,6	10258,6	2051,7	8247,2	6084,2	2163,0
2046	0,0	11504,1	11504,1	2300,8	9231,8	6683,4	2548,4
2047	146,7	12797,3	12797,3	2559,5	10280,9	7281,9	2999,0
2048	6,2	14213,7	14213,7	2842,7	11401,5	7906,4	3495,0
2049	172,3	15681,6	15681,6	3136,3	12593,9	8587,3	4006,6
2050	186,8	17235,5	17235,5	3447,1	13850,0	9597,3	4252,7
2051	7,9	18931,4	18931,4	3786,3	15191,8	10786,8	4405,0
2052	17,2	20742,8	20742,8	4148,6	16632,5	12067,9	4564,5
2053	0,0	22649,1	22649,1	4529,8	18149,5	13412,8	4736,7
2054	0,0	24678,4	24678,4	4935,7	19766,1	14846,9	4919,3
2055	0,0	26840,0	26840,0	5368,0	21489,5	16377,0	5112,6
2056	23,8	29182,2	29182,2	5836,4	23358,2	18044,7	5313,6
2057	0,0	31655,2	31655,2	6331,0	25332,2	19801,8	5530,4
2058	14,0	34309,5	34309,5	6861,9	27451,9	21694,3	5757,5
2059	15,1	37138,3	37138,3	7427,7	29711,7	23259,8	6451,9
2060	402,1	40054,0	40054,0	8010,8	32101,5	24743,7	7357,8
2061	1347,9	43211,8	43211,8	8642,4	34710,5	26341,8	8368,7
2062	19,3	46688,7	46688,7	9337,7	37455,2	27957,6	9497,6
2063	0,0	50377,8	50377,8	10075,6	40393,2	29696,9	10696,4
2064	113,3	49277,6	49277,6	9855,5	39499,8	29493,0	10006,8
2065	49,1	53161,4	53161,4	10632,3	42594,7	31319,8	11274,9
2066	26,6	57281,1	57281,1	11456,2	45879,6	33265,5	12614,1
2067	0,0	61624,1	61624,1	12324,8	49344,8	35344,6	14000,2
2068	0,0	66261,7	66261,7	13252,3	53046,8	37560,0	15486,8
2069	865,0	71077,4	71077,4	14215,5	57016,6	40004,4	17012,2
2070	73,6	76485,8	76485,8	15297,2	61299,8	42498,1	18801,8

Продолжение таблицы 4.2.5.3

1	2	3	4	5	6	7	8
2071	2979,8	81989,3	81989,3	16397,9	65921,6	45337,0	20584,6
2072	172,9	88314,9	88314,9	17663,0	70896,7	48151,2	22745,5
2073	140,5	95036,5	95036,5	19007,3	76247,3	51195,2	25052,1
2074	101,6	102148,1	102148,1	20429,6	81905,2	54434,1	27471,1
2075	0,0	109618,8	109618,8	21923,8	87855,9	57886,3	29969,6
2076	0,0	117568,4	117568,4	23513,7	94192,8	61559,3	32633,5
2077	129,4	126212,4	126212,4	25242,5	101088,2	65484,9	35603,3
2078	0,0	135295,9	135295,9	27059,2	108337,8	69666,4	38671,4
2079	152,0	145179,3	145179,3	29035,9	116229,4	74135,6	42093,9
2080	6405,3	155482,9	155482,9	31096,6	124938,5	79239,8	45698,7
2081	178,6	166923,7	166923,7	33384,7	133935,2	84229,6	49705,6
2082	0,0	178932,0	178932,0	35786,4	143503,1	89634,9	53868,2
2083	0,0	191704,5	191704,5	38340,9	153670,7	95392,0	58278,7
2084	0,0	205339,5	205339,5	41067,9	164537,6	101543,0	62994,6
2085	0,0	219904,2	219904,2	43980,8	176153,1	108111,5	68041,5
2086	0,0	235463,1	235463,1	47092,6	188568,7	115126,1	73442,6
2087	0,0	252081,7	252081,7	50416,3	201836,1	122615,0	79221,1
2088	0,0	269838,3	269838,3	53967,7	216017,5	130612,3	85405,2
2089	0,0	288792,0	288792,0	57758,4	231159,6	139144,5	92015,1
2090	6460,2	271782,7	271782,7	54356,5	217534,0	130747,8	86786,1
2091	0,0	292452,1	292452,1	58490,4	234053,6	139800,1	94253,6
2092	0,0	316482,2	316482,2	63296,4	253263,9	150269,4	102994,5
2093	0,0	340150,4	340150,4	68030,1	272186,5	160672,3	111514,2
2094	0,0	365472,4	365472,4	73094,5	292433,7	171789,4	120644,2
2095	2210,1	372700,0	372700,0	74540,0	298206,8	174850,5	123356,2
2096	0,0	401131,7	401131,7	80226,3	320944,3	187228,2	133716,1
2097	0,0	431594,7	431594,7	86318,9	345307,8	200485,6	144822,3
2098	0,0	464246,6	464246,6	92849,3	371423,4	214686,1	156737,3
2099	0,0	499269,1	499269,1	99853,8	399436,2	229898,4	169537,8
2100	0,0	536833,3	536833,3	107366,7	429483,1	246195,0	183288,1
2101	0,0	577122,7	577122,7	115424,5	461710,7	263653,8	198056,9
2102	0,0	620333,7	620333,7	124066,7	496276,2	282358,3	213917,9
2103	0,0	666677,2	666677,2	133335,4	533348,0	302397,9	230950,1
2104	0,0	716379,2	716379,2	143275,8	573107,1	323868,9	249238,2
2105	0,0	769682,0	769682,0	153936,4	615747,1	346874,2	268873,0
2106	0,0	826233,3	826233,3	165246,7	660986,3	371281,6	289704,8
2107	0,0	886824,3	886824,3	177364,9	709457,5	397413,0	312044,6
2108	0,0	951741,8	951741,8	190348,4	761390,1	425390,9	335999,2
2109	0,0	1021292,8	1021292,8	204258,6	817029,8	455346,5	361683,2
2110	0,0	1095806,4	1095806,4	219161,3	876639,6	487420,6	389219,1
2111	0,0	1175635,0	1175635,0	235127,0	940501,6	521763,8	418737,8
2112	0,0	1261155,9	1261155,9	252231,2	1008917,6	558537,7	450379,9
2113	0,0	1352773,4	1352773,4	270554,7	1082211,0	597915,5	484295,5
2114	0,0	1450920,6	1450920,6	290184,1	1160728,2	640082,8	520645,4
2115	0,0	1556061,4	1556061,4	311212,3	1244840,4	685238,4	559602,0
2116	0,0	1668692,7	1668692,7	333738,5	1334945,1	733595,7	601349,5
2117	0,0	1789346,9	1789346,9	357869,4	1431468,2	785383,0	646085,1
2118	0,0	1918594,2	1918594,2	383718,8	1534865,8	840845,6	694020,2
2119	0,0	2057045,6	2057045,6	411409,1	1645626,7	900245,9	745380,9
2120	0,0	2206509,9	2206509,9	441302,0	1765198,0	964323,3	800874,7
2121	0,0	2366721,2	2366721,2	473344,2	1893366,9	1032996,2	860370,7
2122	0,0	2538453,5	2538453,5	507690,7	2030752,7	1106597,1	924155,6
2123	0,0	2722537,2	2722537,2	544507,4	2178019,6	1185483,1	992536,5
2124	0,0	2919862,7	2919862,7	583972,5	2335879,9	1270037,1	1065842,8
2125	0,0	3131629,1	3131629,1	626325,8	2505293,0	1360767,3	1144525,7

Продолжение таблицы 4.2.5.3

1	2	3	4	5	6	7	8
2126	0,0	3358649,2	3358649,2	671729,8	2686909,1	1458030,9	1228878,2
2127	0,0	3602025,2	3602025,2	720405,0	2881609,9	1562303,0	1319306,9
2128	0,0	3862939,4	3862939,4	772587,9	3090341,3	1674093,2	1416248,1
2129	0,0	4142660,3	4142660,3	828532,1	3314118,0	1793948,9	1520169,1
2130	0,0	4443182,9	4443182,9	888636,6	3554536,1	1922709,3	1631826,9
2131	0,0	4765437,1	4765437,1	953087,4	3812339,6	2060794,7	1751544,9
2132	0,0	5111002,5	5111002,5	1022200,5	4088791,9	2208887,6	1879904,3
2133	0,0	5481574,1	5481574,1	1096314,8	4385249,3	2367720,8	2017528,5
2134	0,0	5878971,4	5878971,4	1175794,3	4703167,2	2538081,2	2165086,0
2135	0,0	6305147,4	6305147,4	1261029,5	5044108,1	2720814,3	2323293,8
2136	0,0	6762198,5	6762198,5	1352439,7	5409749,1	2916828,1	2492921,0
2137	0,0	7252375,3	7252375,3	1450475,1	5801890,6	3127097,9	2674792,7
2138	0,0	7778093,7	7778093,7	1555618,7	6222465,4	3352671,5	2869793,8
2139	0,0	8341947,5	8341947,5	1668389,5	6673548,5	3594674,7	3078873,8
2140	0,0	8946721,6	8946721,6	1789344,3	7157367,9	3854316,9	3303051,0
2141	0,0	9595406,0	9595406,0	1919081,2	7676315,4	4132897,4	3543418,0
2142	0,0	10291211,2	10291211,2	2058242,2	8232959,7	4431812,4	3801147,3
2143	0,0	11037219,0	11037219,0	2207443,8	8829766,1	4752417,2	4077348,8
2144	0,0	11837434,6	11837434,6	2367486,9	9469938,6	5096444,1	4373494,5
2145	0,0	12695825,8	12695825,8	2539165,2	10156651,6	5465622,5	4691029,2
2146	0,0	13617410,4	13617410,4	2723482,1	10893919,4	5862111,0	5031808,5
2147	696029,8	5505515,7	5505515,7	1101103,1	4404365,5	2385140,5	2019225,0
2148	0,0	5931232,8	5931232,8	1186246,6	4744939,7	2558355,2	2186584,4
2149	0,0	6376605,8	6376605,8	1275321,2	5101238,6	2743558,4	2357680,2
2150	0,0	6839108,3	6839108,3	1367821,7	5471241,1	2938773,5	2532467,7
2151	0,0	7334506,3	7334506,3	1466901,3	5867560,1	3147850,0	2719710,1
2152	0,0	7865203,0	7865203,0	1573040,6	6292118,0	3371775,2	2920342,9
2153	0,0	8457887,7	8457887,7	1691577,5	6766266,2	3621196,7	3145069,5
2154	0,0	9097542,8	9097542,8	1819508,6	7277990,7	3890227,0	3387763,6
2155	0,0	9785932,5	9785932,5	1957186,5	7828702,8	4179638,5	3649064,3
Итого приб.период 2024-2155	**720320,7**	**268977642,6**	**268977642,6**	**53795528,5**	**215189092,7**	**116745391,5**	**98443701,2**
Итого расчет. период 2024-2155	**720320,7**	**268977642,6**	**268977642,6**	**53795528,5**	**215189092,7**	**116745391,5**	**98443701,2**

Таблица 4.2.5.4 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2

Года	Капитальные вложения млн.тенге	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков млн.тенге	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков млн.тенге	Корпоративный подоходный налог млн.тенге	Чистая прибыль предприятия после выплаты подоходного налога млн.тенге	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль млн.тенге	Налог на сверхприбыль млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	711,6	8162,6	0,0	0,0	8483,5	8483,5	0,0
2025	705,9	6403,8	0,0	0,0	6744,2	6744,2	0,0
2026	300,5	4013,4	0,0	0,0	4340,2	4340,2	0,0
2027	146,1	1902,1	0,0	0,0	2199,7	2199,7	0,0
2028	307,5	83,8	0,0	0,0	370,0	370,0	0,0
2029	70,0	-1651,8	0,0	0,0	-1399,3	-1399,3	0,0
2030	179,2	-3601,5	0,0	0,0	-3365,7	-3365,7	0,0
2031	7,9	-3262,5	0,0	0,0	-3068,1	-3068,1	0,0
2032	10,3	-2883,2	0,0	0,0	-2721,1	-2721,1	0,0
2033	9,3	-2340,5	0,0	0,0	-2207,2	-2207,2	0,0
2034	106,8	-1957,7	0,0	0,0	-1825,5	-1825,5	0,0
2035	13,1	-1589,1	0,0	0,0	-1483,0	-1483,0	0,0
2036	9,5	-1151,9	0,0	0,0	-1065,5	-1065,5	0,0
2037	7,7	-681,8	0,0	0,0	-612,9	-612,9	0,0
2038	11,1	-267,2	0,0	0,0	-213,5	-213,5	0,0
2039	237,6	309,8	0,0	0,0	367,7	367,7	0,0
2040	93,2	905,6	0,0	0,0	958,8	958,8	0,0
2041	101,0	1277,9	0,0	0,0	1329,4	1329,4	0,0
2042	11,5	1698,9	0,0	0,0	1735,8	1735,8	0,0
2043	328,1	2645,9	0,0	0,0	2696,3	2696,3	0,0
2044	31,6	3891,0	0,0	0,0	3924,5	3924,5	0,0
2045	144,4	5186,4	0,0	0,0	5228,3	5228,3	0,0
2046	291,8	6549,5	0,0	0,0	6615,4	6615,4	0,0
2047	46,0	8096,0	0,0	0,0	8141,4	8141,4	0,0
2048	31,2	9718,9	6458,3	1291,7	8462,1	8462,1	0,0
2049	20,3	11479,5	11479,5	2295,9	9208,0	6996,5	2211,5
2050	741,9	13308,5	13308,5	2661,7	10731,2	7989,1	2742,2
2051	15,9	15341,2	15341,2	3068,2	12328,8	8994,0	3334,9
2052	254,0	17506,7	17506,7	3501,3	14081,8	9990,7	4091,1
2053	256,6	19902,4	19902,4	3980,5	16011,1	11082,3	4928,8
2054	1014,2	22421,9	22421,9	4484,4	18099,8	12370,6	5729,2
2055	11,0	25261,9	25261,9	5052,4	20329,4	14352,2	5977,2
2056	59,4	28346,1	28346,1	5669,2	22778,4	16544,3	6234,0
2057	25,8	31651,2	31651,2	6330,2	25403,2	18893,2	6510,1
2058	384,1	35171,5	35171,5	7034,3	28254,3	21452,3	6802,0
2059	45,4	39025,5	39025,5	7805,1	31307,9	24194,1	7113,8
2060	434,9	43074,5	43074,5	8614,9	34591,7	27151,3	7440,4
2061	35,6	47505,6	47505,6	9501,1	38103,5	30074,1	8029,4
2062	530,4	52191,8	52191,8	10438,4	41906,4	32331,2	9575,2
2063	41,8	57351,4	57351,4	11470,3	45996,4	34688,7	11307,7
2064	90,7	62882,4	62882,4	12576,5	50403,1	37233,1	13170,0
2065	24,6	68834,8	68834,8	13767,0	55146,7	39963,9	15182,8
2066	0,0	75228,1	75228,1	15045,6	60246,0	42896,2	17349,7
2067	86,6	82124,3	82124,3	16424,9	65749,5	46045,4	19704,1
2068	31,3	89547,4	89547,4	17909,5	71676,2	49426,5	22249,7
2069	33,9	97522,2	97522,2	19504,4	78045,9	53055,5	24990,4
2070	110,3	106153,6	106153,6	21230,7	84942,1	56953,3	27988,9

Продолжение таблицы 4.2.5.4

1	2	3	4	5	6	7	8
2071	39,9	115408,5	115408,5	23081,7	92338,4	61135,7	31202,8
2072	1188,2	125192,6	125192,6	25038,5	100316,7	65731,2	34585,5
2073	93,7	135962,4	135962,4	27192,5	108879,1	70517,4	38361,7
2074	101,6	147531,2	147531,2	29506,2	118119,7	75683,9	42435,8
2075	110,1	159949,8	159949,8	31990,0	128036,4	81225,1	46811,3
2076	119,3	173324,7	173324,7	34664,9	138721,6	87175,8	51545,8
2077	129,4	187709,8	187709,8	37542,0	150216,5	93564,0	56652,5
2078	70,1	203159,8	203159,8	40632,0	162565,3	100420,9	62144,3
2079	228,0	219817,0	219817,0	43963,4	175881,1	107783,3	68097,8
2080	82,4	237684,4	237684,4	47536,9	190166,5	115684,5	74482,0
2081	178,6	256898,4	256898,4	51379,7	205530,2	124165,9	81364,3
2082	387,3	277577,6	277577,6	55515,5	222066,9	133270,7	88796,2
2083	2675,5	299365,6	299365,6	59873,1	239874,8	143301,8	96573,0
2084	113,8	323007,0	323007,0	64601,4	258667,5	153574,6	105092,9
2085	3267,2	347882,8	347882,8	69576,6	278990,9	164970,2	114020,7
2086	133,7	375167,2	375167,2	75033,4	300645,5	176752,6	123892,9
2087	12317,0	274035,2	274035,2	54807,0	219687,0	135612,7	84074,2
2088	157,1	297154,0	297154,0	59430,8	238116,0	145912,2	92203,8
2089	0,0	322316,9	322316,9	64463,4	258191,6	157018,6	101172,9
2090	369,2	349307,7	349307,7	69861,5	279735,8	168972,5	110763,2
2091	0,0	378399,5	378399,5	75679,9	302967,4	181844,4	121123,0
2092	0,0	409763,7	409763,7	81952,7	328022,2	195703,3	132318,9
2093	0,0	443564,6	443564,6	88712,9	355031,2	210623,5	144407,6
2094	254,9	480037,0	480037,0	96007,4	384181,2	226687,3	157493,9
2095	7319,2	518223,6	518223,6	103644,7	415716,7	244661,8	171054,9
2096	0,0	560775,2	560775,2	112155,0	449432,5	263064,0	186368,5
2097	0,0	606511,4	606511,4	121302,3	485942,4	283060,4	202882,0
2098	0,0	655716,4	655716,4	131143,3	525202,2	304555,2	220647,0
2099	0,0	708709,9	708709,9	141742,0	567512,3	327707,4	239804,8
2100	0,0	765794,4	765794,4	153158,9	613105,0	352636,2	260468,8
2101	0,0	827284,6	827284,6	165456,9	662232,1	379476,7	282755,4
2102	0,0	893504,2	893504,2	178700,8	715150,9	408366,8	306784,2
2103	0,0	964832,8	964832,8	192966,6	772164,4	439468,3	332696,1
2104	0,0	1041653,1	1041653,1	208330,6	833577,6	472945,0	360632,6
2105	2475,6	1104819,8	1104819,8	220964,0	884072,6	500820,7	383251,8
2106	0,0	1192566,0	1192566,0	238513,2	954236,8	539046,1	415190,8
2107	0,0	1287136,5	1287136,5	257427,3	1029864,7	580199,5	449665,2
2108	788,3	1388967,6	1388967,6	277793,5	1111304,3	624500,5	486803,9
2109	0,0	1498659,9	1498659,9	299732,0	1199036,6	672192,4	526844,3
2110	0,0	1616829,2	1616829,2	323365,8	1293553,3	723534,7	570018,6
2111	0,0	1744102,0	1744102,0	348820,4	1395355,2	778806,0	616549,2
2112	26660,8	1880785,7	1880785,7	376157,1	1504672,8	838278,4	666394,3
2113	0,0	2028166,8	2028166,8	405633,4	1622565,4	902322,3	720243,1
2114	0,0	2187454,4	2187454,4	437490,9	1749984,9	971293,7	778691,2
2115	0,0	2358729,7	2358729,7	471745,9	1886995,8	1045532,9	841463,0
2116	0,0	2543191,6	2543191,6	508638,3	2034557,4	1125456,6	909100,8
2117	0,0	2741855,6	2741855,6	548371,1	2193481,6	1211501,4	981980,3
2118	0,0	2955812,0	2955812,0	591162,4	2364640,7	1304137,1	1060503,7
2119	0,0	3186234,9	3186234,9	637247,0	2548973,9	1403869,8	1145104,1
2120	0,0	3434388,8	3434388,8	686877,8	2747492,5	1511244,9	1236247,6
2121	0,0	3701635,1	3701635,1	740327,0	2961285,7	1626849,4	1334436,3
2122	0,0	3989440,1	3989440,1	797888,0	3191526,4	1751316,1	1440210,3
2123	0,0	4299382,7	4299382,7	859876,5	3439477,6	1885326,2	1554151,4
2124	0,0	4632327,6	4632327,6	926465,5	3705831,1	2029271,1	1676560,0
2125	0,0	4990803,5	4990803,5	998160,7	3992609,7	2184227,4	1808382,3

Продолжение таблицы 4.2.5.4

1	2	3	4	5	6	7	8
2126	0,0	5338160,5	5338160,5	1067632,1	4270493,9	2335208,4	1935285,4
2127	0,0	5709877,0	5709877,0	1141975,4	4567865,9	2496810,3	2071055,5
2128	0,0	6085903,0	6085903,0	1217180,6	4868685,8	2660861,3	2207824,5
2129	0,0	6487283,5	6487283,5	1297456,7	5189789,6	2836046,3	2353743,3
2130	0,0	6915779,9	6915779,9	1383156,0	5532586,3	3023146,6	2509439,7
2131	0,0	7373279,8	7373279,8	1474656,0	5898585,9	3223000,4	2675585,6
2132	0,0	7775718,2	7775718,2	1555143,6	6220536,4	3431421,7	2789114,7
2133	829014,8	3085692,0	3085692,0	617138,4	2468402,3	1351747,6	1116654,8
2134	0,0	3257858,9	3257858,9	651571,8	2606139,1	1428517,2	1177621,9
2135	0,0	3456836,4	3456836,4	691367,3	2765324,3	1510420,5	1254903,8
2136	0,0	3658606,0	3658606,0	731721,2	2926743,1	1596600,1	1330143,0
2137	0,0	3880334,8	3880334,8	776067,0	3104129,0	1691169,2	1412959,8
2138	0,0	4103789,6	4103789,6	820757,9	3282896,1	1786633,6	1496262,5
Итого приб.период 2024-2138	**896437,5**	**137058922,9**	**137023922,9**	**27404784,6**	**109669659,7**	**60880898,4**	**48788761,3**
Итого расчет. период 2024-2138	**896437,5**	**137058922,9**	**137023922,9**	**27404784,6**	**109669659,7**	**60880898,4**	**48788761,3**

Таблица 4.2.5.5 - Расчет потоков денежной наличности. В целом по месторождению Вариант 1

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тенге	Поток денежной наличности млн.тенге	Накопленный поток денежной наличности млн.тенге	В.Н.П. (IRR) %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость). Норма дисконта 10%. В ценах с учетом дефляции млн.тенге	Срок окупаемости лет
1	2	3	4	5	6	7
2024	5657,9	4506,4	126026,5	30,41	55 971,2	
2025	3440,7	2981,9	129008,4	30,49	56 962,7	
2026	980,7	782,6	129791,0	30,51	57 414,1	
2027	-1691,5	-1667,4	128123,6	30,52	57 440,4	
2028	-3896,2	-4043,5	124080,1	30,50	57 102,5	
2029	-5129,0	-5080,1	119000,0	30,48	56 672,5	
2030	-6592,9	-6557,1	112442,9	30,47	56 112,3	
2031	-5936,2	-5867,2	106575,7	30,45	55 698,3	
2032	-5321,7	-5216,5	101359,1	30,45	55 401,4	
2033	-4291,9	-4189,4	97169,7	30,44	55 195,4	
2034	-3250,2	-3271,5	93898,2	30,44	55 055,5	
2035	-2238,7	-2217,5	91680,7	30,44	54 975,7	
2036	-1140,4	-1061,5	90619,2	30,44	54 943,4	
2037	8,8	-166,6	90452,5	30,44	54 936,6	
2038	1139,2	1213,6	91666,2	30,44	54 964,7	
2039	2487,2	2245,1	93911,2	30,44	55 008,0	
2040	3869,1	3855,7	97766,9	30,44	55 070,8	
2041	5107,3	5081,0	102847,9	30,44	55 144,4	
2042	6416,8	6485,6	109333,5	30,44	55 225,3	
2043	8275,5	8026,8	117360,4	30,44	55 308,2	
2044	8889,4	8926,9	126287,3	30,44	55 398,4	
2045	9266,3	9189,4	135476,7	30,44	55 488,7	
2046	9928,1	9712,5	145189,1	30,44	55 577,0	
2047	11648,6	11671,9	156861,0	30,44	55 665,8	
2048	13423,3	13459,8	170320,8	30,44	55 739,3	
2049	15369,4	15070,7	185391,5	30,44	55 799,4	
2050	17462,2	16606,5	201997,9	30,44	55 848,0	
2051	19927,9	19975,9	221973,8	30,44	55 896,2	
2052	19625,7	19426,0	241399,8	30,44	55 940,9	
2053	21915,7	21729,3	263129,1	30,44	55 982,6	
2054	24363,6	23667,4	286796,5	30,44	56 020,6	
2055	26946,9	27005,2	313801,7	30,44	56 056,9	
2056	30512,7	30498,4	344300,1	30,44	56 090,4	
2057	34344,7	34386,4	378686,6	30,44	56 121,2	
2058	38510,3	38179,3	416865,8	30,44	56 149,4	
2059	42977,1	42982,7	459848,5	30,44	56 175,4	
2060	47700,7	46105,4	505954,0	30,44	56 198,4	
2061	52225,6	51766,9	557720,9	30,44	56 220,1	
2062	56737,8	56254,1	613975,0	30,44	56 240,0	
2063	60659,6	60682,9	674657,9	30,44	56 258,3	
2064	64877,0	64850,7	739508,6	30,44	56 275,0	
2065	69404,6	69345,4	808854,0	30,44	56 290,5	
2066	74255,8	74318,7	883172,7	30,44	56 304,6	
2067	77160,9	77135,2	960308,0	30,44	56 316,7	
2068	82582,3	82611,2	1042919,2	30,44	56 327,7	
2069	88396,1	88421,7	1131340,9	30,44	56 337,7	
2070	94637,7	94512,8	1225853,8	30,44	56 346,8	

Продолжение таблицы 4.2.5.5

1	2	3	4	5	6	7
2071	101368,7	101347,4	1327201,1	30,44	56 355,2	
2072	108702,3	107400,3	1434601,5	30,44	56 362,6	
2073	116421,4	116292,6	1550894,1	30,44	56 369,6	
2074	124731,8	124586,8	1675480,9	30,44	56 375,9	
2075	133637,8	133585,3	1809066,2	30,44	56 381,6	
2076	143195,9	143133,6	1952199,8	30,44	56 386,8	
2077	153512,4	153310,3	2105510,1	30,44	56 391,6	
2078	164579,7	164495,6	2270005,7	30,44	56 395,9	
2079	176462,9	176138,7	2446144,5	30,44	56 399,9	
2080	189223,6	188867,2	2635011,6	30,44	56 403,5	
2081	202907,2	202515,9	2837527,5	30,44	56 406,7	
2082	217580,4	217248,2	3054775,7	30,44	56 409,7	
2083	233587,2	230968,9	3285744,6	30,44	56 412,3	
2084	250411,5	250354,4	3536099,0	30,44	56 414,8	
2085	268837,7	265629,9	3801728,9	30,44	56 416,9	
2086	288189,6	288114,8	4089843,7	30,44	56 418,8	
2087	309048,1	308961,6	4398805,3	30,44	56 420,5	
2088	331437,3	331181,3	4729986,6	30,44	56 422,0	
2089	355474,3	355361,9	5085348,4	30,44	56 423,4	
2090	381188,1	380876,5	5466224,9	30,44	56 424,7	
2091	408446,1	408103,3	5874328,2	30,44	56 425,8	
2092	437491,9	437548,6	6311876,9	30,44	56 426,8	
2093	389792,6	373391,1	6685268,0	30,44	56 427,4	
2094	418831,5	418632,4	7103900,3	30,44	56 427,9	
2095	450776,6	443517,8	7547418,1	30,44	56 428,4	
2096	484682,0	484742,1	8032160,3	30,44	56 428,8	
2097	521385,3	521445,1	8553605,4	30,44	56 429,2	
2098	560877,4	560936,9	9114542,3	30,44	56 429,5	
2099	603428,8	603488,1	9718030,5	30,44	56 429,9	
2100	649270,6	649329,6	10367360,0	30,44	56 430,2	
2101	698658,5	698717,2	11066077,3	30,44	56 430,5	
2102	751861,1	751919,6	11817996,8	30,44	56 430,7	
2103	809181,3	809239,6	12627236,4	30,44	56 430,9	
2104	871029,8	871087,8	13498324,2	30,44	56 431,2	
2105	929510,1	927093,3	14425417,5	30,44	56 431,3	
2106	1000751,5	1000810,0	15426227,5	30,44	56 431,5	
2107	1077565,4	1076896,6	16503124,1	30,44	56 431,7	
2108	1160477,2	1159747,6	17662871,7	30,44	56 431,8	
2109	1249083,0	1249141,5	18912013,2	30,44	56 431,9	
2110	1344749,7	1344807,9	20256821,1	30,44	56 432,0	
2111	1448376,5	1448434,6	21705255,7	30,44	56 432,1	
2112	1521308,4	1486941,4	23192197,1	30,44	56 432,2	
2113	1639001,0	1639077,2	24831274,3	30,44	56 432,3	
2114	1766640,6	1766716,5	26597990,8	30,44	56 432,4	
2115	1904225,8	1904301,5	28502292,3	30,44	56 432,4	
2116	2052166,0	2052241,5	30554533,8	30,44	56 432,5	
2117	2212040,4	2212115,6	32766649,4	30,44	56 432,6	
2118	2364691,8	2350641,5	35117290,9	30,44	56 432,6	
2119	2549110,9	2549188,4	37666479,3	30,44	56 432,6	
2120	2748050,7	2748128,0	40414607,3	30,44	56 432,7	
2121	2962661,1	2962738,1	43377345,4	30,44	56 432,7	
2122	3194187,8	3194264,5	46571609,9	30,44	56 432,8	
2123	3443969,6	3444046,0	50015655,9	30,44	56 432,8	
2124	3713109,4	3713185,6	53728841,5	30,44	56 432,8	
2125	4003455,0	4003530,9	57732372,4	30,44	56 432,8	

Продолжение таблицы 4.2.5.5

1	2	3	4	5	6	7
2126	4316685,9	4316761,5	62049133,9	30,44	56 432,9	
2127	4654615,6	4654691,0	66703824,9	30,44	56 432,9	
2128	5017338,9	5017413,9	71721238,8	30,44	56 432,9	
2129	5408426,4	5408501,1	77129739,9	30,44	56 432,9	
2130	5830119,8	5830194,2	82959934,1	30,44	56 432,9	
2131	6284822,1	6284896,1	89244830,2	30,44	56 432,9	
2132	6774653,9	6774727,6	96019557,8	30,44	56 432,9	
2133	7270477,1	7270550,1	103290107,9	30,44	56 433,0	
2134	7803139,1	7803211,4	111093319,3	30,44	56 433,0	
2135	8175828,1	8175897,6	119269216,9	30,44	56 433,0	
2136	8569268,0	8569334,8	127838551,7	30,44	56 433,0	
2137	4640619,0	3667826,1	131506377,8	30,44	56 433,0	
2138	4950064,1	4950234,5	136456612,2	30,44	56 433,0	
2139	3393903,7	3393913,5	139850525,7	30,44	56 433,0	
2140	3640895,1	3640904,7	143491430,4	30,44	56 433,0	
2141	3905996,6	3906006,1	147397436,6	30,44	56 433,0	
2142	4190547,5	4190556,9	151587993,5	30,44	56 433,0	
2143	4495985,0	4495994,3	156083987,8	30,44	56 433,0	
2144	4827136,1	4827145,4	160911133,2	30,44	56 433,0	
2145	5182833,6	5182842,8	166093975,9	30,44	56 433,0	
2146	5563407,5	5563416,6	171657392,5	30,44	56 433,0	
2147	5972584,7	5972593,7	177629986,2	30,44	56 433,0	
2148	6425322,7	6425331,6	184055317,7	30,44	56 433,0	
2149	6912505,8	6912514,6	190967832,4	30,44	56 433,0	
2150	7436765,9	7436774,7	198404607,1	30,44	56 433,0	
2151	8000936,1	8000944,7	206405551,8	30,44	56 433,0	
2152	8608069,2	8608077,8	215013629,6	30,44	56 433,0	
2153	9257820,2	9257828,8	224271458,4	30,44	56 433,0	
2154	9960336,4	9960344,9	234231803,3	30,44	56 433,0	
2155	10716094,3	10716102,7	244947906,0	30,44	56 433,0	
2156	11529427,0	11529435,3	256477341,4	30,44	56 433,0	
2157	4591655,8	3032475,3	259509816,6	30,44	56 433,0	
2158	4974432,5	4974519,5	264484336,1	30,44	56 433,0	
2159	5387770,3	5387857,1	269872193,2	30,44	56 433,0	
2160	5834562,5	5834649,3	275706842,5	30,44	56 433,0	
2161	6318341,3	6318428,0	282025270,5	30,44	56 433,0	
2162	6842190,3	6842276,8	288867547,3	30,44	56 433,0	
2163	7409395,5	7409481,9	296277029,2	30,44	56 433,0	
2164	8023560,1	8023646,5	304300675,7	30,44	56 433,0	
2165	8688745,6	8688831,8	312989507,4	30,44	56 433,0	
2166	9409013,4	9409099,5	322398606,9	30,44	56 433,0	
2167	10188923,1	10189009,1	332587616,0	30,44	56 433,0	
2168	11033411,6	11033497,5	343621113,5	30,44	56 433,0	
2169	11947824,7	11947910,5	355569024,0	30,44	56 433,0	
2170	12937949,9	12938035,6	368507059,7	30,44	56 433,0	
2171	14010054,1	14010139,7	382517199,3	30,44	56 433,0	
2172	15170923,1	15171008,6	397688207,9	30,44	56 433,0	
2173	16427903,9	16427989,3	414116197,2	30,44	56 433,0	
2174	17788951,6	17789036,9	431905234,1	30,44	56 433,0	
2175	19262679,5	19262764,7	451167998,8	30,44	56 433,0	
Итого приб.период 2024-2175	**453 667 902,6**	**451 046 478,7**	**451 167 998,8**	**30,4**	**56 433,0**	**14**
Итого расчет. период 2024-2175	**453 667 902,6**	**451 046 478,7**	**451 167 998,8**	**30,4**	**56 433,0**	**14**

Таблица 4.2.5.6 - Расчет потоков денежной наличности. В целом по месторождению Вариант 2

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тенге	Поток денежной наличности млн.тенге	Накопленный поток денежной наличности млн.тенге	В.Н.П. (IRR) %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость). Норма дисконта 10%. В ценах с учетом дефляции млн.тенге	Срок окупаемости лет
1	2	3	4	5	6	7
2024	5658,3	4490,2	126010,3	30,41	55 966,0	
2025	4019,6	3380,2	129390,5	30,49	57 073,9	
2026	1746,4	1512,0	130902,4	30,53	57 713,9	
2027	-486,5	-477,0	130425,5	30,55	57 976,1	
2028	-2430,6	-2590,1	127835,4	30,55	57 940,9	
2029	-3726,7	-3660,5	124174,8	30,54	57 776,0	
2030	-5304,5	-5357,3	118817,5	30,53	57 424,5	
2031	-4587,7	-4508,7	114308,8	30,52	57 203,2	
2032	-3911,5	-3796,6	110512,1	30,52	57 075,3	
2033	-2791,9	-2815,1	107697,0	30,52	57 008,3	
2034	-1678,6	-1688,5	106008,5	30,52	56 997,9	
2035	-591,7	-508,0	105500,5	30,52	57 033,7	
2036	592,9	680,6	106181,1	30,52	57 100,9	
2037	1844,4	1866,7	108047,7	30,52	57 187,8	
2038	3070,2	3152,8	111200,5	30,52	57 292,9	
2039	4515,1	4283,9	115484,4	30,52	57 403,6	
2040	6004,7	5999,1	121483,5	30,52	57 525,5	
2041	7319,5	7213,9	128697,4	30,52	57 649,2	
2042	8001,6	7983,8	136681,2	30,52	57 753,7	
2043	7093,1	6549,0	143230,3	30,52	57 848,4	
2044	8629,2	8674,2	151904,5	30,53	57 948,8	
2045	10275,2	10085,6	161990,1	30,53	58 044,5	
2046	11989,0	11780,6	173770,7	30,53	58 119,5	
2047	13804,1	13693,7	187464,4	30,53	58 191,7	
2048	15716,4	15759,9	203224,3	30,53	58 260,5	
2049	15583,8	15470,9	218695,2	30,53	58 324,5	
2050	17586,3	16737,2	235432,4	30,53	58 382,3	
2051	19780,8	19835,2	255267,7	30,53	58 438,7	
2052	22058,6	21864,8	277132,5	30,53	58 490,5	
2053	24495,1	24315,0	301447,5	30,53	58 538,5	
2054	27217,4	26279,9	327727,4	30,53	58 581,7	
2055	30729,1	30793,7	358521,1	30,53	58 622,8	
2056	34589,0	34580,3	393101,4	30,53	58 660,5	
2057	38694,9	38742,7	431844,1	30,53	58 695,1	
2058	43146,6	42821,5	474665,6	30,53	58 726,6	
2059	47453,9	47465,3	522130,9	30,53	58 755,5	
2060	51895,0	51129,7	573260,6	30,53	58 781,6	
2061	56415,8	55104,0	628364,7	30,53	58 805,1	
2062	60288,7	59810,4	688175,1	30,53	58 826,8	
2063	64385,6	64414,1	752589,2	30,53	58 846,8	
2064	66726,1	66590,2	819179,3	30,53	58 863,8	
2065	71283,6	71277,1	890456,4	30,53	58 879,3	
2066	76161,8	76201,4	966657,8	30,53	58 893,3	
2067	81390,0	81368,8	1048026,6	30,53	58 905,9	
2068	86986,5	87019,7	1135046,3	30,53	58 917,3	
2069	93060,0	92225,2	1227271,6	30,53	58 927,4	
2070	99451,4	99330,9	1326602,5	30,53	58 936,7	

Продолжение таблицы 4.2.5.6

1	2	3	4	5	6	7
2071	106472,7	103517,3	1430119,8	30,53	58 944,9	
2072	113882,4	112586,1	1542705,9	30,53	58 952,4	
2073	121712,6	121542,5	1664248,4	30,53	58 959,3	
2074	130118,0	129978,2	1794226,7	30,53	58 964,9	
2075	139111,4	139063,9	1933290,6	30,53	58 970,0	
2076	148735,1	148677,7	2081968,3	30,53	58 974,7	
2077	159048,9	158851,5	2240819,7	30,53	58 978,9	
2078	170087,3	170077,8	2410897,5	30,53	58 982,6	
2079	181918,9	181599,0	2592496,5	30,53	58 986,1	
2080	194924,3	188499,0	2780995,4	30,53	58 989,1	
2081	208395,5	208100,0	2989095,4	30,53	58 991,8	
2082	222905,6	222579,7	3211675,1	30,53	58 994,4	
2083	238693,8	236081,5	3447756,6	30,53	58 996,6	
2084	255117,6	255066,3	3702822,9	30,53	58 998,6	
2085	273081,8	269879,4	3972702,3	30,53	59 000,4	
2086	291878,6	291809,0	4264511,3	30,53	59 002,1	
2087	258227,7	245969,8	4510481,2	30,53	59 003,0	
2088	276524,5	276426,0	4786907,1	30,53	59 003,9	
2089	296163,2	296221,1	5083128,2	30,53	59 004,7	
2090	299720,4	292948,8	5376077,0	30,53	59 005,3	
2091	321644,4	321701,6	5697778,6	30,53	59 005,9	
2092	345972,7	346029,4	6043808,0	30,53	59 006,5	
2093	371295,8	371352,0	6415160,0	30,53	59 006,9	
2094	398476,8	398277,7	6813437,7	30,53	59 007,4	
2095	419512,4	410042,9	7223480,6	30,53	59 007,8	
2096	450292,2	450351,5	7673832,1	30,53	59 008,1	
2097	483546,0	483604,8	8157436,9	30,53	59 008,5	
2098	519241,3	519299,6	8676736,5	30,53	59 008,8	
2099	557605,8	557663,6	9234400,1	30,53	59 009,0	
2100	598831,2	598888,5	9833288,6	30,53	59 009,3	
2101	643130,5	643187,3	10476475,8	30,53	59 009,5	
2102	690725,0	690781,3	11167257,1	30,53	59 009,7	
2103	741866,3	741922,0	11909179,1	30,53	59 009,8	
2104	796813,9	796869,1	12706048,2	30,53	59 010,0	
2105	847694,9	845275,0	13551323,2	30,53	59 010,1	
2106	910327,6	910382,7	14461705,9	30,53	59 010,3	
2107	977612,5	977667,1	15439373,0	30,53	59 010,4	
2108	1049891,4	1049157,7	16488530,7	30,53	59 010,5	
2109	1127538,9	1127593,0	17616123,7	30,53	59 010,5	
2110	1210955,3	1211009,0	18827132,7	30,53	59 010,6	
2111	1300569,8	1300623,0	20127755,7	30,53	59 010,7	
2112	1396816,2	1370223,2	21497978,9	30,53	59 010,8	
2113	1500237,9	1500305,2	22998284,1	30,53	59 010,8	
2114	1611376,5	1611443,2	24609727,4	30,53	59 010,9	
2115	1730771,3	1730837,5	26340564,9	30,53	59 010,9	
2116	1859052,3	1859118,0	28199682,8	30,53	59 010,9	
2117	1996884,4	1996949,6	30196632,4	30,53	59 011,0	
2118	2144982,6	2145047,2	32341679,6	30,53	59 011,0	
2119	2304115,7	2304179,8	34645859,4	30,53	59 011,0	
2120	2475568,2	2475631,7	37121491,2	30,53	59 011,1	
2121	2659845,6	2659908,7	39781399,8	30,53	59 011,1	
2122	2857913,2	2857975,8	42639375,6	30,53	59 011,1	
2123	3070809,3	3070871,3	45710246,9	30,53	59 011,1	
2124	3299308,2	3299369,8	49009616,7	30,53	59 011,1	
2125	3544994,7	3545055,7	52554672,5	30,53	59 011,2	

Продолжение таблицы 4.2.5.6

1	2	3	4	5	6	7
2126	3793239,4	3793299,6	56347972,1	30,53	59 011,2	
2127	4059113,3	4059172,8	60407144,9	30,53	59 011,2	
2128	4334954,5	4335013,0	64742157,9	30,53	59 011,2	
2129	4629995,2	4630052,8	69372210,7	30,53	59 011,2	
2130	4945855,9	4945912,6	74318123,3	30,53	59 011,2	
2131	5283795,1	5283850,9	79601974,2	30,53	59 011,2	
2132	5640309,3	5640364,2	85242338,4	30,53	59 011,2	
2133	3719468,4	2890620,7	88132959,1	30,53	59 011,2	
2134	3966598,4	3966761,5	92099720,6	30,53	59 011,2	
2135	4231234,8	4231394,0	96331114,6	30,53	59 011,2	
2136	4513428,2	4513583,5	100844698,1	30,53	59 011,2	
2137	4818267,1	4818419,0	105663117,1	30,53	59 011,2	
2138	5139305,1	5139453,3	110802570,3	30,53	59 011,2	
2139	3594674,7	3594684,4	114397254,7	30,53	59 011,2	
2140	3854316,9	3854326,4	118251581,2	30,53	59 011,2	
2141	4132897,4	4132906,8	122384488,0	30,53	59 011,2	
2142	4431812,4	4431821,8	126816309,8	30,53	59 011,2	
2143	4752417,2	4752426,5	131568736,3	30,53	59 011,2	
2144	5096444,1	5096453,2	136665189,5	30,53	59 011,2	
2145	5465622,5	5465631,5	142130821,0	30,53	59 011,2	
2146	5862111,0	5862119,9	147992940,9	30,53	59 011,2	
2147	2385140,5	1689157,8	149682098,7	30,53	59 011,2	
2148	2558355,2	2558401,8	152240500,5	30,53	59 011,2	
2149	2743558,4	2743604,4	154984104,9	30,53	59 011,2	
2150	2938773,5	2938819,0	157922923,9	30,53	59 011,2	
2151	3147850,0	3147895,0	161070818,9	30,53	59 011,2	
2152	3371775,2	3371819,6	164442638,5	30,53	59 011,2	
2153	3621196,7	3621240,7	168063879,2	30,53	59 011,2	
2154	3890227,0	3890270,6	171954149,8	30,53	59 011,2	
2155	4179638,5	4179681,7	176133831,5	30,53	59 011,2	
Итого приб.период 2024-2155	**177 619 466,9**	**176 012 311,5**	**176 133 831,5**	**30,5**	**59 011,2**	**12**
Итого расчет. период 2024-2155	**177 619 466,9**	**176 012 311,5**	**176 133 831,5**	**30,5**	**59 011,2**	**12**

Таблица 4.2.5.7 - Расчет потоков денежной наличности. АО "ПетроКазахстанКумкольРессорсиз" Вариант 2

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тенге	Поток денежной наличности млн.тенге	Накоплен-ный поток денежной наличности млн.тенге	В.Н.П. (IRR) %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость). Норма дисконта 10%. В ценах с учетом дефляции млн.тенге	Срок окупаемости лет
1	2	3	4	5	6	7
2024	-1762,6	-2346,5	42113,3	27,26	17 070,0	
2025	-1849,5	-1899,0	40214,3	27,09	16 474,1	
2026	-2279,2	-2317,4	37896,9	26,93	15 810,3	
2027	-2686,2	-2624,2	35272,7	26,78	15 127,0	
2028	-2800,6	-2737,8	32534,9	26,66	14 484,0	
2029	-2327,3	-2267,2	30267,7	26,57	13 965,5	
2030	-1938,7	-1881,6	28386,1	26,51	13 551,6	
2031	-1519,5	-1501,1	26885,0	26,46	13 220,4	
2032	-1190,4	-1132,9	25752,2	26,43	12 963,3	
2033	-584,7	-665,4	25086,8	26,41	12 755,2	
2034	147,0	186,6	25273,4	26,40	12 603,1	
2035	891,3	931,6	26205,0	26,39	12 489,7	
2036	1658,4	1699,7	27904,7	26,38	12 407,4	
2037	2457,4	2432,2	30337,0	26,38	12 347,9	
2038	3283,7	3323,0	33660,0	26,38	12 310,4	
2039	4147,4	4099,8	37759,7	26,38	12 286,6	
2040	5046,0	5080,1	42839,8	26,37	12 276,9	
2041	5316,9	5259,5	48099,4	26,37	12 275,3	
2042	5583,7	5525,2	53624,6	26,38	12 281,0	
2043	4926,0	4658,0	58282,6	26,38	12 289,9	
2044	5482,8	5508,0	63790,6	26,38	12 306,2	
2045	6084,2	5988,0	69778,6	26,38	12 324,4	
2046	6683,4	6716,1	76494,7	26,38	12 345,3	
2047	7281,9	7167,2	83662,0	26,38	12 366,5	
2048	7906,4	7931,4	91593,4	26,38	12 389,0	
2049	8587,3	8445,7	100039,1	26,38	12 410,9	
2050	9597,3	9440,6	109479,7	26,38	12 432,5	
2051	10786,8	10808,3	120288,0	26,38	12 454,1	
2052	12067,9	12079,5	132367,5	26,38	12 474,9	
2053	13412,8	13440,9	145808,4	26,38	12 494,8	
2054	14846,9	14874,3	160682,7	26,38	12 513,7	
2055	16377,0	16403,8	177086,5	26,38	12 531,5	
2056	18044,7	18047,1	195133,6	26,38	12 548,2	
2057	19801,8	19827,5	214961,1	26,38	12 563,8	
2058	21694,3	21705,5	236666,6	26,38	12 578,3	
2059	23259,8	23269,2	259935,9	26,38	12 591,8	
2060	24743,7	24366,0	284301,8	26,38	12 604,1	
2061	26341,8	25018,7	309320,5	26,38	12 615,0	
2062	27957,6	27962,6	337283,1	26,38	12 625,6	
2063	29696,9	29720,7	367003,8	26,38	12 635,4	
2064	29493,0	29401,6	396405,4	26,38	12 642,8	
2065	31319,8	31292,1	427697,5	26,38	12 649,7	
2066	33265,5	33260,0	460957,4	26,38	12 656,1	
2067	35344,6	35365,2	496322,7	26,38	12 661,8	
2068	37560,0	37580,2	533902,9	26,38	12 666,9	
2069	40004,4	39159,7	573062,6	26,38	12 671,3	
2070	42498,1	42444,4	615507,0	26,38	12 675,4	

Продолжение таблицы 4.2.5.7

1	2	3	4	5	6	7
2071	45337,0	42378,4	657885,4	26,38	12 678,8	
2072	48151,2	47999,1	705884,5	26,38	12 682,1	
2073	51195,2	51075,1	756959,7	26,38	12 684,8	
2074	54434,1	54352,7	811312,4	26,38	12 686,4	
2075	57886,3	57906,0	869218,4	26,38	12 687,8	
2076	61559,3	61578,6	930797,0	26,38	12 689,0	
2077	65484,9	65374,6	996171,6	26,38	12 690,1	
2078	69666,4	69685,1	1065856,7	26,38	12 691,1	
2079	74135,6	74002,0	1139858,7	26,38	12 692,0	
2080	79239,8	72855,5	1212714,2	26,38	12 692,6	
2081	84229,6	84071,7	1296785,8	26,38	12 693,3	
2082	89634,9	89655,2	1386441,1	26,38	12 694,0	
2083	95392,0	95412,0	1481853,0	26,38	12 694,5	
2084	101543,0	101562,6	1583415,6	26,38	12 695,0	
2085	108111,5	108130,8	1691546,4	26,38	12 695,5	
2086	115126,1	115145,0	1806691,3	26,38	12 695,9	
2087	122615,0	122633,6	1929324,9	26,38	12 696,2	
2088	130612,3	130630,5	2059955,4	26,38	12 696,5	
2089	139144,5	139162,4	2199117,9	26,38	12 696,8	
2090	130747,8	124305,4	2323423,3	26,38	12 697,0	
2091	139800,1	139817,6	2463240,9	26,38	12 697,1	
2092	150269,4	150286,7	2613527,6	26,38	12 697,3	
2093	160672,3	160689,3	2774216,9	26,38	12 697,4	
2094	171789,4	171806,3	2946023,2	26,38	12 697,6	
2095	174850,5	172656,9	3118680,1	26,38	12 697,7	
2096	187228,2	187244,5	3305924,6	26,38	12 697,8	
2097	200485,6	200501,6	3506426,2	26,38	12 697,9	
2098	214686,1	214701,9	3721128,1	26,38	12 698,0	
2099	229898,4	229914,0	3951042,2	26,38	12 698,1	
2100	246195,0	246210,5	4197252,7	26,38	12 698,2	
2101	263653,8	263669,1	4460921,8	26,38	12 698,2	
2102	282358,3	282373,4	4743295,2	26,38	12 698,3	
2103	302397,9	302412,8	5045708,0	26,38	12 698,3	
2104	323868,9	323883,6	5369591,6	26,38	12 698,4	
2105	346874,2	346888,7	5716480,3	26,38	12 698,4	
2106	371281,6	371295,9	6087776,2	26,38	12 698,5	
2107	397413,0	397427,1	6485203,3	26,38	12 698,5	
2108	425390,9	425404,8	6910608,1	26,38	12 698,5	
2109	455346,5	455360,3	7365968,4	26,38	12 698,5	
2110	487420,6	487434,2	7853402,7	26,38	12 698,6	
2111	521763,8	521777,2	8375179,9	26,38	12 698,6	
2112	558537,7	558551,0	8933730,9	26,38	12 698,6	
2113	597915,5	597928,6	9531659,6	26,38	12 698,6	
2114	640082,8	640095,7	10171755,3	26,38	12 698,6	
2115	685238,4	685251,2	10857006,5	26,38	12 698,6	
2116	733595,7	733608,3	11590614,8	26,38	12 698,7	
2117	785383,0	785395,5	12376010,3	26,38	12 698,7	
2118	840845,6	840857,9	13216868,2	26,38	12 698,7	
2119	900245,9	900258,0	14117126,2	26,38	12 698,7	
2120	964323,3	964335,3	15081461,5	26,38	12 698,7	
2121	1032996,2	1033008,0	16114469,6	26,38	12 698,7	
2122	1106597,1	1106608,8	17221078,4	26,38	12 698,7	
2123	1185483,1	1185494,6	18406573,0	26,38	12 698,7	
2124	1270037,1	1270048,6	19676621,6	26,38	12 698,7	
2125	1360767,3	1360778,6	21037400,3	26,38	12 698,7	

Продолжение таблицы 4.2.5.7

1	2	3	4	5	6	7
2126	1458030,9	1458042,1	22495442,4	26,38	12 698,7	
2127	1562303,0	1562314,0	24057756,4	26,38	12 698,7	
2128	1674093,2	1674104,1	25731860,5	26,38	12 698,7	
2129	1793948,9	1793959,7	27525820,2	26,38	12 698,7	
2130	1922709,3	1922719,9	29448540,2	26,38	12 698,7	
2131	2060794,7	2060805,3	31509345,4	26,38	12 698,7	
2132	2208887,6	2208898,1	33718243,5	26,38	12 698,7	
2133	2367720,8	2367731,1	36085974,6	26,38	12 698,7	
2134	2538081,2	2538091,4	38624066,0	26,38	12 698,7	
2135	2720814,3	2720824,4	41344890,5	26,38	12 698,7	
2136	2916828,1	2916838,0	44261728,5	26,38	12 698,7	
2137	3127097,9	3127107,7	47388836,2	26,38	12 698,7	
2138	3352671,5	3352681,3	50741517,5	26,38	12 698,7	
2139	3594674,7	3594684,4	54336201,9	26,38	12 698,7	
2140	3854316,9	3854326,4	58190528,3	26,38	12 698,7	
2141	4132897,4	4132906,8	62323435,2	26,38	12 698,7	
2142	4431812,4	4431821,8	66755257,0	26,38	12 698,7	
2143	4752417,2	4752426,5	71507683,4	26,38	12 698,7	
2144	5096444,1	5096453,2	76604136,7	26,38	12 698,7	
2145	5465622,5	5465631,5	82069768,2	26,38	12 698,7	
2146	5862111,0	5862119,9	87931888,1	26,38	12 698,7	
2147	2385140,5	1689157,8	89621045,9	26,38	12 698,7	
2148	2558355,2	2558401,8	92179447,7	26,38	12 698,7	
2149	2743558,4	2743604,4	94923052,1	26,38	12 698,7	
2150	2938773,5	2938819,0	97861871,1	26,38	12 698,7	
2151	3147850,0	3147895,0	101009766,1	26,38	12 698,7	
2152	3371775,2	3371819,6	104381585,6	26,38	12 698,7	
2153	3621196,7	3621240,7	108002826,3	26,38	12 698,7	
2154	3890227,0	3890270,6	111893097,0	26,38	12 698,7	
2155	4179638,5	4179681,7	116072778,7	26,38	12 698,7	
Итого приб.период 2024-2155	**116745391,5**	**116028318,9**	**116072778,7**	**26,4**	**12 698,7**	**10**
Итого расчет. период 2024-2155	**116745391,5**	**116028318,9**	**116072778,7**	**26,4**	**12 698,7**	**10**

Таблица 4.2.5.8 - Расчет потоков денежной наличности. АО "Тургай-Петролеум" Вариант 2

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тенге	Поток денежной наличности млн.тенге	Накоплен-ный поток денежной наличности млн.тенге	В.Н.П. (IRR) %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость). Норма дисконта 10%. В ценах с учетом дефляции млн.тенге	Срок окупаемости лет
1	2	3	4	5	6	7
2024	8483,5	7899,4	-1547,5	32,22	39 234,6	
2025	6744,2	6154,2	14053,6	32,43	41 219,9	
2026	4340,2	4144,1	10998,1	32,55	42 663,9	
2027	2199,72	2147,23	7630,53	32,62	43 647,4	
2028	370,04	147,69	4256,39	32,66	44 255,2	
2029	-1399,34	-1393,33	1399,45	32,67	44 608,8	
2030	-3365,74	-3475,76	-1688,79	32,68	44 671,1	
2031	-3068,14	-3007,66	-2661,09	32,68	44 781,0	
2032	-2721,10	-2663,78	-1991,47	32,68	44 910,3	
2033	-2207,20	-2149,64	-1280,16	32,69	45 051,5	
2034	-1825,54	-1875,15	-830,47	32,69	45 193,0	
2035	-1482,97	-1439,59	-287,02	32,69	45 342,3	
2036	-1065,47	-1019,18	317,72	32,69	45 491,8	
2037	-612,94	-565,60	906,59	32,69	45 624,1	
2038	-213,47	-170,25	1263,43	32,69	45 739,8	
2039	367,72	184,11	1562,86	32,70	45 847,7	
2040	958,77	919,02	2333,37	32,70	45 953,7	
2041	1329,43	1281,31	2809,54	32,70	46 054,6	
2042	1735,77	1776,50	3377,86	32,70	46 150,5	
2043	2696,26	2420,23	4093,16	32,70	46 238,4	
2044	3924,54	3944,38	5630,83	32,70	46 325,4	
2045	5228,3	5134,9	6972,7	32,70	46 406,5	
2046	6615,4	6374,4	8257,6	32,70	46 464,5	
2047	8141,4	8145,6	9628,6	32,70	46 519,8	
2048	8462,1	8480,6	10032,8	32,70	46 570,4	
2049	6996,5	7025,3	8591,4	32,70	46 617,0	
2050	7989,1	7296,6	8878,9	32,70	46 657,5	
2051	8994,0	9026,9	10542,9	32,70	46 696,5	
2052	9990,7	9785,3	11390,5	32,70	46 731,6	
2053	11082,3	10874,1	12461,4	32,70	46 763,6	
2054	12370,6	11405,5	13000,6	32,70	46 791,7	
2055	14352,2	14389,9	15925,9	32,70	46 818,5	
2056	16544,3	16533,2	18149,5	32,70	46 842,8	
2057	18893,2	18915,2	20527,3	32,70	46 864,9	
2058	21452,3	21116,0	22725,5	32,70	46 884,7	
2059	24194,1	24196,1	25782,5	32,70	46 902,8	
2060	27151,3	26763,8	28365,2	32,70	46 919,1	
2061	30074,1	30085,4	31662,4	32,70	46 934,0	
2062	32331,2	31847,8	33436,9	32,70	46 947,3	
2063	34688,7	34693,4	36251,6	32,70	46 959,5	
2064	37233,1	37188,6	38762,5	32,70	46 970,4	
2065	39963,9	39985,0	41546,4	32,70	46 980,4	
2066	42896,2	42941,4	44494,5	32,70	46 989,3	
2067	46045,4	46003,6	47542,4	32,70	46 997,4	
2068	49426,5	49439,5	50964,0	32,70	47 004,7	
2069	53055,5	53065,5	54580,0	32,70	47 011,2	
2070	56953,3	56886,5	58386,7	32,70	47 017,3	

Продолжение таблицы 4.2.5.8

1	2	3	4	5	6	7
2071	61135,7	61138,9	62656,2	32,70	47 022,7	
2072	65731,2	64587,0	66102,3	32,70	47 027,6	
2073	70517,4	70467,3	71953,9	32,70	47 032,1	
2074	75683,9	75625,5	77139,5	32,70	47 036,3	
2075	81225,1	81157,9	82676,3	32,70	47 040,0	
2076	87175,8	87099,0	88609,7	32,70	47 043,4	
2077	93564,0	93476,9	94990,0	32,70	47 046,5	
2078	100420,9	100392,7	101907,7	32,70	47 049,3	
2079	107783,3	107597,0	109103,2	32,70	47 051,8	
2080	115684,5	115643,5	117159,5	32,70	47 054,1	
2081	124165,9	124028,3	125535,5	32,70	47 056,2	
2082	133270,7	132924,5	134419,2	32,70	47 058,1	
2083	143301,8	140669,6	142161,6	32,70	47 059,8	
2084	153574,6	153503,7	154964,6	32,70	47 061,3	
2085	164970,2	161748,6	163214,9	32,70	47 062,7	
2086	176752,6	176664,0	178102,5	32,70	47 063,9	
2087	135612,7	123336,2	124780,5	32,70	47 064,5	
2088	145912,2	145795,5	146529,1	32,70	47 065,1	
2089	157018,6	157058,7	157862,8	32,70	47 065,6	
2090	168972,5	168643,4	169441,5	32,70	47 066,1	
2091	181844,4	181884,0	182673,1	32,70	47 066,5	
2092	195703,3	195742,7	196526,3	32,70	47 066,9	
2093	210623,5	210662,6	211438,8	32,70	47 067,2	
2094	226687,3	226471,4	227240,2	32,70	47 067,5	
2095	244661,8	237386,0	238150,1	32,70	47 067,8	
2096	263064,0	263107,0	263846,3	32,70	47 068,1	
2097	283060,4	283103,2	283858,1	32,70	47 068,3	
2098	304555,2	304597,7	305344,9	32,70	47 068,5	
2099	327707,4	327749,5	328488,3	32,70	47 068,7	
2100	352636,2	352678,0	353408,1	32,70	47 068,8	
2101	379476,7	379518,2	380239,7	32,70	47 069,0	
2102	408366,8	408407,9	409120,7	32,70	47 069,1	
2103	439468,3	439509,2	440213,2	32,70	47 069,2	
2104	472945,0	472985,5	473680,8	32,70	47 069,3	
2105	500820,7	498386,3	499072,7	32,70	47 069,4	
2106	539046,1	539086,8	539756,6	32,70	47 069,5	
2107	580199,5	580240,0	580905,2	32,70	47 069,6	
2108	624500,5	623752,8	624409,5	32,70	47 069,7	
2109	672192,4	672232,7	672879,9	32,70	47 069,7	
2110	723534,7	723574,8	724214,3	32,70	47 069,8	
2111	778806,0	778845,7	779476,7	32,70	47 069,8	
2112	838278,4	811672,2	812294,7	32,70	47 069,9	
2113	902322,3	902376,5	902968,2	32,70	47 069,9	
2114	971293,7	971347,5	971952,6	32,70	47 069,9	
2115	1045532,9	1045586,3	1046183,0	32,70	47 070,0	
2116	1125456,6	1125509,7	1126097,8	32,70	47 070,0	
2117	1211501,4	1211554,1	1212133,7	32,70	47 070,0	
2118	1304137,1	1304189,4	1304760,6	32,70	47 070,1	
2119	1403869,8	1403921,7	1404484,5	32,70	47 070,1	
2120	1511244,9	1511296,4	1511850,7	32,70	47 070,1	

Продолжение таблицы 4.2.5.8

1	2	3	4	5	6	7
2121	1626849,4	1626900,6	1627446,5	32,70	47 070,1	
2122	1751316,1	1751366,9	1751904,5	32,70	47 070,1	
2123	1885326,2	1885376,7	1885905,9	32,70	47 070,1	
2124	2029271,1	2029321,2	2029842,1	32,70	47 070,1	
2125	2184227,4	2184277,1	2184789,6	32,70	47 070,2	
2126	2335208,4	2335257,5	2335761,5	32,70	47 070,2	
2127	2496810,3	2496858,7	2497479,2	32,70	47 070,2	
2128	2660861,3	2660908,9	2661502,1	32,70	47 070,2	
2129	2836046,3	2836093,1	2836652,7	32,70	47 070,2	
2130	3023146,6	3023192,7	3023719,4	32,70	47 070,2	
2131	3223000,4	3223045,6	3223540,2	32,70	47 070,2	
2132	3431421,7	3431466,2	3431929,5	32,70	47 070,2	
2133	1351747,6	522889,6	523305,1	32,70	47 070,2	
2134	1428517,2	1428670,1	1428734,7	32,70	47 070,2	
2135	1510420,5	1510569,6	1510761,3	32,70	47 070,2	
2136	1596600,1	1596745,5	1596922,5	32,70	47 070,2	
2137	1691169,2	1691311,2	1691472,7	32,70	47 070,2	
2138	1786633,6	1786772,0	1786919,6	32,70	47 070,2	
Итого приб.период 2024-2138	**60880898,4**	**59990815,6**	**1786919,6**	**32,7**	**47 070,2**	**15**
Итого расчет. период 2024-2138	**60880898,4**	**59990815,6**	**1786919,6**	**32,7**	**47 070,2**	**15**

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В настоящей работе сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти с утвержденными не проводился в связи с тем что Проект разработки выполняется после Пересчета запасов [28], где КИН был рассчитан по коэффициентному методу, обоснован и утвержден.

В 2019 г. был выполнен отчет по «Пересчету запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь Карагандинской области по состоянию на 02.01.2018 г.» [28], и утвержден КГиН МИР РК (протокол № 2069-19-У от 16 июля 2019 г.).

В 2020 г. был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2020 г.», при рассмотрении которого ГКЗ РК постановило отнести выявленную Юго-Восточную часть месторождения Кумколь к месторождению Кумколь, учесть Государственным балансом запасов полезных ископаемых как единое месторождение (Протокол № 2219-20-У от 7 октября 2020 г.) [31].

В таблице 4.3.1 представлены утвержденные значения коэффициентов принятые в отчетах [28, 31].

Покоэффициентный расчет КИН

Расчет коэффициента нефтеизвлечения производился по формуле:

$$КИН = K_1 \times K_2 \times K_3$$

Таблица 4.3.1 - Месторождение Кумколь. Утвержденные коэффициенты извлечения нефти

Коэффициенты	Объекты разработки				
	I	II	III	IV (без ЮВ)	Юго-Восток
K_1	0,930	0,918	0,890	0,682	0,726
K_2	0,700	0,682	0,683	0,661	0,810
K_3	0,896	0,898	0,867	0,554	0,633
КИН	**0,583**	**0,562**	**0,527**	**0,250**	**0,372**

«Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-зерттеу мен жобалау институты» АҚ

АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»

АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
Председатель правления
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»
_____ Чжао Сяомин
«___» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»
_____ М.К. Саркытбаев
«___» _____ 2024 г.

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ

по состоянию на 01.01.2024 г.

Договор № 2405085

Книга II

Генеральный директор, канд. экон. наук — **И.О. Герштанский**

Заместитель генерального директора по разработке месторождений нефти и газа — **О.Ф. Асташкова**

И.о. директора департамента разработки месторождений нефти и газа — **Е.А. Мошенко**

Руководитель работы, старший научный сотрудник — **Г.Т. Аралбаева**

Актау, 2024

КНИГА II, СОДЕРЖАНИЕ

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ 7

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....7
5.2. Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров.....12

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....13

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрескважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин 13
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов.....33
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин...46
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа 58
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....65

7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН 76

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....76
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин..79

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.....83

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 172

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 195

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....226

12 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ недропользования.....231

13 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....240

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....243

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта в целом по месторождению 7
Таблица 5.1.2 - Интегральные экономические показатели проекта по месторождениям..... 10
Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2024 г..... 28
Таблица 6.2.1 – ОГВ скважин АО «ПККР» с 2019 по 01.01.2024 гг. 34
Таблица 6.2.2 – Обработки скважин АО «ТП» за 2019 - 2023 гг. 35
Таблица 6.2.3 –Данные перфорационных работ АО «ПККР» 37
Таблица 6.2.4 –Данные по очистке забоя на нагнетательных скважинах АО «ПККР» 38
Таблица 6.2.5 – Эффективность ремонтно-изоляционных работ АО «ТП» за 2019 по 01.01.2024 гг..... 39
Таблица 6.2.6 – Эффективность ГТМ на скважинах АО «ТП»..... 40
Таблица 6.2.7 – Эффективность перфорационных работ АО «ПККР» и АО «ТП» 40
Таблица 6.2.8 – Эффективность СКО скважин АО «ТП» 41
Таблица 6.2.9 – Данные проведенных ВПП на нагнетательных скважинах АО «ПККР» и АО «ТП»..... 42
Таблица 6.2.10 – Данные проведенных ОПЗ на скважинах АО «ТП»..... 43
Таблица 6.2.11 – Эффективнсть ОПЗ на водонагнетательных скважинах АО «ТП»..... 43
Таблица 6.3.1 – Обобщенные технологические потери нефти по месторождению Кумколь контрактной территории АО «ПККР»..... 50
Таблица 6.3.2- Суммарные технологические потери газа..... 51
Таблица 6.3.3 – Технологические потери нефти по источникам на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум» 55
Таблица 6.3.4- Суммарные технологические потери газа..... 56
Таблица 6.4.1.1 – Баланс добычи и распределения сырого газа на период 2021-2025 гг. 60
Таблица 6.4.1.2 – Баланс добычи и распределения сырого газа на период 2021-2025 гг. 63
Таблица 6.5.1 – Общая динамика закачки воды на месторождении Кумколь, территория АО «ПККР»..... 67
Таблица 6.5.2 –Общая динамика закачки воды месторождения Кумколь, территория АО «ТП»..... 69
Таблица 6.5.3 - Нормы содержания механических примесей и нефти в закачиваемой воде по объектам разработки месторождения Кумколь..... 72
Таблица 6.5.4 – Результаты контроля мехпримесей и нефти (среднемесячные показатели) в закачиваемой воде АО «ПККР»..... 72
Таблица 6.5.5 – Результаты контроля мехпримесей и нефти (среднемесячные показатели) в закачиваемой воде АО «ТП»..... 74
Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция скважин..... 76
Таблица 7.1.3.1 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн..... 77
Таблица 8.1 - Месторождение Кумколь. Обоснование проекта плана добычи нефти..... 84
Таблица 8.2 - Месторождение Кумколь. I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти 91
Таблица 8.3 - Месторождение Кумколь. Объект II. Обоснование проекта плана добычи нефти 95
Таблица 8.4 - Месторождение Кумколь. Объект III. Обоснование проекта плана добычи нефти..... 101
Таблица 8.5- Месторождение Кумколь. Объект IV. Обоснование проекта плана добычи нефти..... 108

Таблица 8.6 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Обоснование проекта плана добычи нефти 112
Таблица 8.7 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Объект I. Обоснование проекта плана добычи нефти 118
Таблица 8.8 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Объект II. Обоснование проекта плана добычи нефти 121
Таблица 8.9 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Объект III. Обоснование проекта плана добычи нефти 126
Таблица 8.10 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Объект IV. Обоснование проекта плана добычи нефти 132
Таблица 8.11 - Месторождение Кумколь. Территория ПККР. Обоснование проекта плана добычи нефти 136
Таблица 8.12 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект I. Обоснование проекта плана добычи нефти 144
Таблица 8.13 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект II. Обоснование проекта плана добычи нефти 148
Таблица 8.14 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект III. Обоснование проекта плана добычи нефти 155
Таблица 8.15 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект IV. Обоснование проекта плана добычи нефти 163
Таблица 8.16 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект IV. Юго-Восток. Обоснование проекта плана добычи нефти 167
Таблица 9.1 - Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой и периодичность 173
Таблица 9.2.1 – Объем геофизических исследований, выполненный в скважинах месторождения Кумколь за период 01.01.2019-01.01.2024 гг. 175
Таблица 9.2.2 - Средние коэффициенты охвата горизонтов разработкой (добывающие скважины) 177
Таблица 9.2.3 - Средние коэффициенты охвата горизонтов заводнением (нагнетательные скважины) 178
Таблица 9.2.4 - Оценка качества цементажа в скважине 5031 181
Таблица 9.2.5 - Оценка качества цементажа в скважине 5033 182
Таблица 9.2.6 - Оценка качества цементажа в скважине 5034 182
Таблица 9.2.7 - Оценка качества цементажа в скважине 149 182
Таблица 9.2.8 - Оценка качества цементажа в скважине 280 183
Таблица 9.2.9 - Техническое состояние колонн, искусственного забоя, заколонного пространства 183
Таблица 9.2.10 - Выполнение мероприятий проектного и фактического комплекса исследований по контролю за разработкой за период 01.01.2019-01.01.2023 гг. 185
Таблица 12.1.1 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз» 232
Таблица 12.1.2 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов АО «Тургай-Петролеум» 232
Таблица 12.3.1 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз» 233
Таблица 12.3.2 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд АО «Тургай-Петролеум» 234
Таблица 12.3.3 Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам с учетом инфляции 234

Таблица 12.3.4 Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам с учетом инфляции 237
Таблица 13.1. Результаты проведенных работ по скважинам в рамках проекта «Альтернативная добыча зон и альтернативная закачка зон". Территория АО «ПККР. 242

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 6.1.1– Режим работы нагнетательных скважин в НКТ диаметром 73 мм для I объекта 29
Рисунок 6.1.2 – Режим работы нагнетательных скважин в НКТ диаметром 73 мм для II объекта 29
Рисунок 6.1.3 – Режим работы нагнетательных скважин в НКТ диаметром 73 мм для III объекта 30
Рисунок 6.1.4 – Режим работы нагнетательных скважин в НКТ диаметром 73 мм для IV объекта Юго-Восточной части 31
Рисунок 6.5.1 – Динамика закачки воды территория АО «ПККР» 68
Рисунок 6.5.2 – Динамика закачки воды территория АО «ТП» 70
Рисунок 9.2.1 - Сопоставление Кохв1, Кохв2 по территории АО «ТП» и «ПККР» 179
Рисунок 9.2.2 Сравнение Кнг_нач и Кнг_тек коллекторов в перфорированных пластах скважин контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» (а-горизонты М-I, б-Ю-I, Ю-II, Ю-III) 180
Рисунок 9.2.3 - Сравнение Кнг_нач и Кнг_тек коллекторов в неперфорированных пластах скважин контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» (горизонты М-I, М-II) 180
Рисунок 9.2.4 - Сравнение Кнг_нач и Кнг_тек коллекторов в неперфорированных пластах скважин контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» (горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV) 181
Рисунок 11.1 – а) Фрагмент структурной карты по кровле горизонта N-5 (верхний неоком); б) Обзорная карта месторождения Кумколь со скважинами с признаками газосодержания в верхнем неокоме (отмечены желтым). 228
Рисунок 13.1 - Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Схема сети. Подводная нагнетательная скважина и скважин разливки циклического сбора нагнетательных колесных колодцев группы скважин КС-337 241

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Основные технико-экономические показатели разработки представлены в таблице 5.1.1

Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта в целом по месторождению

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период		Прибыльный период		Прибыльный период с учетом дефляции	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период	2024-2175	2024-2155	2024-2175	2024-2155	2024-2175	2024-2155
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд.тенге	1 477 108,8	580 550,1	1 477 108,8	580 550,1	1 251,4	1 251,4
5	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	415 540,8	174 491,0	415 540,8	174 491,0	1 003,5	1 012,6
	в том числе:						
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд.тенге	73 356,3	30 097,2	73 356,3	30 097,2	51,5	51,5
5.2	НДПИ, млрд.тенге	6 068,6	2 808,9	6 068,6	2 808,9	8,2	8,2
5.3	Рентный налог, млрд.тенге	243 149,2	96 806,3	243 149,2	96 806,3	105,2	105,2
5.4	Налог на имущество, млрд.тенге	670,0	353,6	670,0	353,6	118,2	118,0
6	Средние общие затраты на 1т нефти, тыс.тенге	49 299,0	20 761,6	49 299,0	20 761,6	118,3	119,4
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд.тенге	2 631,9	1 616,8	2 631,9	1 616,8	4,1	4,7
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд.тенге	1 061 527,0	406 036,6	1 061 527,0	406 036,6	246,9	237,5
9	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге	212 305,2	81 207,1	212 305,2	81 207,1	50,6	48,0
10	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге	395 594,9	147 232,5	395 594,9	147 232,5	43,5	38,1
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд.тенге	56,4	59,0	56,4	59,0	56,4	59,0
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	30,4	30,5	30,4	30,5	30,4	30,5
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	14	12	14	12	14	12
14	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге	453 667,9	177 619,5	453 667,9	177 619,5	153,9	152,7
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	909 719,0	368 144,3	909 719,0	368 144,3	465,9	462,2
16	КИН, д.ед	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554

Расчетный период в целом по месторождению составил:

1 вариант – 152 года (2024-2175 гг.);

2 вариант - 132 года (2024-2155 гг.).

Сравнение вариантов производятся по прибыльному периоду, то есть периоду когда выручка от продаж продукции будет выше, чем затраты, необходимые на ее производство.

Прибыльный период, при принятых для расчетов нормативов затрат и цен на продажу продукции (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, составляет:

1 вариант – 152 года (2024-2175 гг.);

2 вариант - 132 года (2024-2155 гг.).

Суммарный объем добычи нефти за прибыльный период составляет:

1 вариант – 8 482,4 тыс.тонн;

2 вариант – 8 482,4 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи в двух вариантах одинаковый.

Суммарная выручка от реализации продукции, в ценах с учетом инфляции за прибыльный период составляет:

1 вариант – 1 477 108,8 млн.тенге;

2 вариант – 580 550,1 млн.тенге.

Объем необходимых инвестиций в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

1 вариант – 2 631,9 млн.тенге;

2 вариант – 1 616,8 млн.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

1 вариант – 415 540,8 млн.тенге;

2 вариант – 174 491,0 млн.тенге.

Общие затраты на 1 тонну нефти за прибыльный период (затрат, включаемых в себестоимость продукции и расходы периода) составляют:

1 вариант – 49 299,0 тенге/тонну;

2 вариант – 20 761,6 тенге/тонну.

Общие затраты на 1 тонну нефти за прибыльный период во втором варианте в 2 раза меньше, чем в первом варианте.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов за прибыльный период составляют:

1 вариант – 909 719,0 млн.тенге;

2 вариант – 368 144,3 млн.тенге.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 453 667,9 тыс.тенге;

2 вариант – 177 619,5 тыс.тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличных (Чистая приведенная стоимость), в ценах без учета инфляции при ставке дисконта 10% за прибыльный период составляет:

1 вариант – 56,4 млн.тенге;

2 вариант – 59,0 млн.тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличных за прибыльный период во втором варианте на 4,3 % больше, чем в первом варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

1 вариант – 30,4 %;

2 вариант – 30,5 %.

Значение ВНП по всем вариантам больше 10 %, что говорит о рентабельности вариантов разработки.

Основным показателем, характеризующим эффективность проекта, является значение накопленного дисконтированного потока денежной наличности (Чистой приведенной стоимости, NPV).

По совокупности основных технико-экономических показателей для внедрения рекомендуется второй вариант.

Основные интегральные показатели по территориям представлены в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 - Интегральные экономические показатели проекта по месторождениям

№ п/п	Наименование показателей	АО "ПетроКазахстан КумкольРессорсиз"		АО "Тургай-Петролеум"	
		Расчетный период	Прибыльный период	Расчетный период	Прибыльный период
1	Проектный период	2024-2155	2024-2155	2024-2138	2024-2138
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	3064,3	3064,3	5418,1	5418,1
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	3038,7	3038,7	5387,7	5387,7
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд.тенге	381016,1	381016,1	199534,0	199534,0
5	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	112031,4	112031,4	62459,6	62459,6
	в том числе:				
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд.тенге	17816,2	17816,2	12281,0	12281,0
5.2	НДПИ, млрд.тенге	1209,3	1209,3	1599,6	1599,6
5.3	Рентный налог, млрд.тенге	61622,6	61622,6	35183,8	35183,8
5.4	Налог на имущество, млрд.тенге	182,6	182,6	171,0	171,0
6	Средние общие затраты на 1т нефти, тыс.тенге	36795,0	36795,0	11693,5	11693,5
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд.тенге	720,3	720,3	896,4	896,4
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд.тенге	268977,6	268977,6	137058,9	137058,9
9	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге	53795,5	53795,5	27404,8	27404,8
10	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге	98443,7	98443,7	48788,8	48788,8
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд.тенге	12,7	12,7	47,1	47,1
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	26,4	26,4	32,7	32,7
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	10	10	15	15
14	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге	116745,4	116745,4	60880,9	60880,9
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	234441,8	234441,8	133695,7	133695,7
16	КИН, д.ед.	0,563	0,563	0,547	0,547

Расчетный период разработки для АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз» составляет 132 года (2024-2155 гг.), для АО «Тургай-Петролеум» составляет 115 лет (2024-2138 гг.).

Экономические расчеты показали, что при принятых нормативах эксплуатационных затрат заложенных в проекте, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, прибыльный период, по территориям равен расчетному периоду.

Суммарный объем добычи нефти за прибыльный период составляет:

для АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз» – 3 064,3 тыс.т.;

для АО «Тургай-Петролеум» –5 418,1 тыс.т.

Суммарная выручка от реализации продукции, в ценах с учетом инфляции за прибыльный период составляет:

для АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз» – 381 016,1 млрд.тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 199 534,0 млрд.тенге.

Объем необходимых инвестиций без НДС при расчете в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 720,3 млрд.тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 896,4 млрд.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составляют:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 112 031,4 млрд.тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 62 459,6 млрд.тенге.

Общие затраты на 1 тонну нефти за прибыльный период (затрат, включаемых в себестоимость продукции и расходы периода) составляют:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 36 795,0 тыс.тенге/тонну;

для АО «Тургай-Петролеум» – 11 693,5 тыс.тенге/тонну.

Накопленный дисконтированный поток наличных (Чистая приведенная стоимость), в ценах без учета инфляции при ставке дисконта 10% за прибыльный период имеет следующие величины:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 12,7 млрд.тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 47,1 млрд.тенге.

5.2. Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров

Обязательно использовать оборудование, материалы и готовую продукцию, произведенные в Республике Казахстан, если они отвечают требованиям конкурса и законодательства Республики Казахстан о техническом регулировании.

Обязательно привлекать казахстанских производителей работ, услуг при проведении операций по недропользованию, включая использование воздушного, железнодорожного, водного и других видов транспорта, если эти услуги соответствуют стандартам, ценовым и качественным характеристикам однородных работ и услуг, оказываемых нерезидентами Республики Казахстан.

При привлечении подрядных организаций предусматривать в условиях конкурса положения в части казахстанского содержания в товарах, работах, услугах, а также в отношении персонала, занятого на подрядных работах.

Приобретение товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, производить в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с обязательным использованием реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию и их производителей, и/или с использованием иных систем электронного закупа, расположенных в казахстанском сегменте сети Интернет, работа которых синхронизирована с работой реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, и их производителей, в порядке, утвержденном Правительством Республики Казахстан.

Расчет казахстанского содержания в закупках необходимо производить недропользователем/подрядчиком самостоятельно в соответствии с Единой методикой расчета организациями казахстанского содержания при закупке товаров, работ и услуг, утверждаемой Правительством Республики Казахстан, действующей на период осуществления таких закупок.

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрескважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

6.1.1 Технологические условия эксплуатации добывающих скважин

Обоснование выбора способа эксплуатации скважин, необходимого устьевого и внутрискважинного оборудования основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин (ежемесячные рапорты, технологический режим и другие промысловые материалы), применяемых технологий и мероприятий, проводимых в процессе эксплуатации, а также условий эксплуатации скважин, физико-химических свойствах флюида, технологических показателей и условий разработки.

Текущее состояние, существующие технические и технологические условия эксплуатации скважин

Для оценки эффективности технологий, применяемых для добычи углеводородов на месторождении Кумколь, проведён анализ состояния и характеристики работы скважин, а также факторов осложняющих эксплуатацию.

На дату составления настоящего Проекта на месторождении разрабатываются юрские и меловые горизонты. Действующие добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом при помощи СШНУ, ВШНУ и УЭЦН, а так же посредством свабирования.

Эксплуатационный фонд по обеим территориям составил 381 скважину (97 скважин на территории АО «ПККР» и 284 скважины на территории АО «ТП»), из них действующие 309 скважин (87 скважин на территории АО «ПККР» и 222 скважины на территории АО «ТП»), в бездействии находится 68 скважин (6 скважин на территории АО «ПККР» и 62 скважины на территории АО «ТП»). В простое находились 26 скважин (13 скважин на территории АО «ПККР» и 13 скважин на территории АО «ТП»).

В нагнетательном фонде числилось 230 скважин (56 скважин на территории АО «ПККР» и 174 скважины на территории АО «ТП»), из них действующие 158 скважин (44 скважины на территории АО «ПККР» и 114 скважин на территории АО «ТП»). В простое находилась 31 скважина (7 скважин на территории АО «ПККР» и 24 скважины на территории АО «ТП»), в бездействии числилась 41 скважина (5 скважин на территории АО «ПККР» и 36 скважин на территории АО «ТП»).

Причины бездействия, добывающих и нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

Контрактная территория АО «ПККР»

- скважина 1025э бездействует с 31.08.23 г. по причине отсутствия сопротивления изоляции, в ожидании ПРС;
- скважина 3054ш в бездействии с 31.08.23 г. по причине отсутствия подачи, в ожидании ПРС;
- скважина 4039ш бездействует с 31.08.23 г. по причине высокой обводненности;
- скважина 2000э бездействует с 30.09.23 г. по причине разгерметизации НКТ, в ожидании ПРС;
- скважина 131э, 2314 бездействуют с 31.10.23 г. по причине разгерметизации НКТ, в ожидании ПРС;
- скважина 2009 бездействует с 31.10.23 г. по причине высокой обводненности (до 100%);
- скважина 5017 бездействует с 30.11.23 г. по причине отсутствия подачи, в ожидании ПРС;
- скважины 2086, 4020 бездействуют с 31.12.23 г. по причине разгерметизации НКТ, в ожидании ПРС/

Контрактная территория АО «ТП»

- скважины 2704, 2264 в бездействии по причине отсутствия подачи;
- скважины 1128, 3091, 2170, 1359, 2090, 2171, 1295, 2348, 2377, 415, 3361, 1064 в бездействии по причине высокой обводненности добываемой продукции;
- скважина 3096 в бездействии по причине отсутствия изоляции;
- скважины 1040, 3059, 1037н, 3052н, 2353, 209вкн в бездействии по причине аварийного забоя;
- скважина 3074н в бездействии после КРС по причине отсутствия проходки;
- скважины 2449, 2417, 2433 находятся в периодической эксплуатации;
- скважина 2128 в ожидании КРС.

Анализ работы добывающих скважин

Фонтанный способ

Контрактная территория АО «ПККР»

По состоянию на 01.01.2024 г. 7 добывающих скважин по всем объектам находились в простое. Данные скважины периодически свабируются.

Скважины, эксплуатируемые при помощи свабирования

Контрактная территория АО «ТП»

Объект I

По состоянию на 01.01.2024 г. добывающие скважины 1049, 1070, 1103, 1129, 1158, 2383 работали в периодическом режиме при помощи свабирования с дебитом жидкости 6 – 10 м^3/сут (среднее значение 8,5 м^3/сут) и с обводненностью 0,5 – 50 % (среднее значение 32,3%).

Объект II

Добывающие скважины 1078, 2176, 2268, 2310, 2437, 2438, 2513, 3386 работали в периодическом режиме при помощи свабирования с дебитом жидкости 5 – 16 м^3/сут (среднее значение 9,1 м^3/сут) и с обводненностью 6,5 – 85 % (среднее значение 31,4%).

Объект III

Добывающие скважины 2458 и 3362 работали в периодическом режиме при помощи свабирования с дебитом жидкости 8 и 6 м^3/сут (среднее значение 7 м^3/сут) при обводненности 6 и 10 % (среднее значение 8%).

Состояния устьевого и подземного оборудования скважин

Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а так же для направления продукции скважины в систему сбора на устье скважин установлено наземное оборудование, состоящая из фонтанной арматура и колонной головки производства «КазАрматура» рассчитанная на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI), которые соответствуют условиям эксплуатации. Подъем жидкости на поверхность осуществляется по колоннам насосно-компрессорных труб (НКТ) с наружным диаметром 73 мм.

Скважины, оборудованные ВШНУ

Контрактная территория АО «ПККР»

На дату составления настоящей работы скважина 2074 эксплуатируется винтовым насосом. При частоте вращения ротора 221 мин-1 дебит продукции составляет 55 м^3/сут с обводненностью 80%.

Состояния устьевого и подземного оборудования скважин ВШНУ

В обвязку устья скважин входит устьевая фонтанная арматура с боковыми отводами (на рабочее давление 21 МПа), подвеска колонны насосно-компрессорных труб, сальниковая коробка, устьевой привод с подвеской полированного штока и штанг, электродвигатель. Устьевое оборудование скважины представлено китайским электроприводом фирмы Shengli. Устьевой привод ВШНУ обеспечивает возможность изменения режима откачки увеличением

или уменьшением числа оборотов вращения ротора. Статор винтового насоса спущен на НКТ с диаметром 89 мм и толщиной стенки 6,5 мм, ротор насоса спущен на двухступенчатой колонне штанг диаметром 19х25 мм в количестве 153 шт.

Скважины, оборудованные СШНУ

Контрактная территория АО «ПККР»

По состоянию на 01.01.2024 г. на контрактной территории АО «ПККР» установками СШНУ оснащено 6 добывающих скважин.

Объект I

На скважине 242 глубина спуска штангового насоса составила 1010,54 м, отбор жидкости велся со следующими параметрами станка-качалки: длина хода 6 м, число качаний 2,5 мин$^{-1}$. Дебит продукции составлял 62,25 м^3/сут с обводненностью 98,7%, коэффициент подачи 1,02, глубинное оборудование работает удовлетворительно.

Объект II

Скважины 3053, 3055, 4037, 4041 работали с дебитом жидкости 3,7 до 13,7 м^3/сут среднее значение 7,4 м^3/сут), при обводненности 18,7 – 94,8% (среднее значение 52,2 %). Глубина спуска штанговых насосов составляла 1077,8 – 1259,4 м (среднее значение 1194,5 м), станки-качалки работали со следующими параметрами: длина хода 1,2 – 3 м, число качания 4 – 5 мин$^{-1}$. Коэффициенты подачи находились в диапазоне 0,15 – 0,51, глубинное оборудование работает удовлетворительно.

Объект IV

На добывающей скважине 5020 глубина спуска штангового насоса составила 1464,65 м, отбор жидкости велся со следующими параметрами станка-качалки: длина хода 1,8 м, число качания 4 мин$^{-1}$. Дебит продукции составлял 3,7 м^3/сут с обводненностью 20,5%, коэффициент подачи 0,31, глубинное оборудование работает удовлетворительно.

Контрактная территория АО «ТП»

По состоянию на 01.01.2024 г. на контрактной территории АО «ТП» установками СШНУ оснащена 21 добывающая скважина.

Объект I

По состоянию на 01.01.2024 г. на I объект насосами СШНУ работали 11 скважин (27р, 1050, 1101, 1132, 1272, 2240, 2309, 2359, 3461, 3463, 3467). Глубина спуска насосов составляла 790 – 1056 м (среднее значение 1056 м), ниже насосов установлены хвостовики длиной 19 м, динамические уровни находились в диапазоне 340 – 1010 м. Станки-качалки

работали со следующими параметрами: длина хода 1 – 2,5 м, число качания 6 – 8 мин$^{-1}$. При пластовом давлении 4,9 – 10,2 МПа, забойном давлении 0,89 – 6,24 МПа, дебит жидкости составлял 5 – 21 м^3/сут (среднее значение 11,5 м^3/сут) с обводненностью 54,5 – 89% (среднее значение 77%). Коэффициенты подачи установок находились в диапазоне 0,31 – 0,76, глубинное оборудование работает удовлетворительно.

Объект II

На 10 скважинах (2196, 2391, 2393, 2423, 2522, 2729, 2730, 2733, 2736) II объекта отбор продукции ведется насосами СШНУ. Глубина спуска насосов 1253 – 1329 м (среднее значение 1302 м), ниже насосов установлены хвостовики длиной 19 м, динамические уровни находились в диапазоне 463 – 1300 м. Станки-качалки работали со следующими параметрами: длина хода 1,2 – 2,6 м, число качания 5,5 – 9 мин-1. При пластовом давлении 4,5 – 9,4 МПа, забойном давлении 0,72 – 7,2 МПа, дебит жидкости составлял 5 – 13 м3/сут (среднее значение 7,2 м^3/сут) с обводненностью 60 – 95% (среднее значение 82,4%). Коэффициенты подачи установок находились в диапазоне 0,19 – 0,72, глубинное оборудование работает удовлетворительно.

Состояния устьевого и подземного оборудования скважин СШНУ

Наземное оборудование скважин, эксплуатируемых СШНУ, представлено крестовиной с боковым отводом, на которой устанавливается сальниковая коробка типа СУСГ-2, траверса канатной подвески, канатная подвеска, полированный шток. Для осуществления возвратно-поступательных движений насосу применяются станки-качалки ПШГН 8-3-5500 и СКД 8-3-4000 грузоподъёмностью 8 т.

На территории АО «ПККР» применяются вставные насосы диаметрами 38,1, 44,5 и 60 мм с хвостовиками. Плунжер насоса спущен на трехступенчатой колонне штанг диаметром 19х22х25 мм, подъемный лифт скомпонован из НКТ диаметром 73 и 89 мм. На территории АО «ТП» скважины оборудованы насосами диаметром 31,8, 38,1, 44,5 мм с хвостовиками.

Скважины, оборудованные УЭЦН

Контрактная территория АО «ПККР»

По состоянию на 01.01.2024 г. на контрактной территории АО «ПККР» установками УЭЦН оснащено 67 добывающих скважин.

Объект I

На I объекте электроцентробежные установки работали на 36 скважинах (132, 133, 135, 136, 137, 138, 139, 141, 145, 146, 200, 230, 231, 234, 302, 303, 330, 331, 335, 336, 338, 339, 430, 432, 1006, 1011, 1020, 1024, 2059, 2070, 2071, 2079, 2080, 2088, 2802, 3019). Глубина

спуска насосов находилась в диапазоне 954,7 – 1040,6 м (среднее значение 1003,6 м). Дебит жидкости составлял 81 – 875,4 м^3/сут (среднее значение 506,5 м^3/сут) при обводненности 99,1 – 99,7% (среднее значение 99,5%). Электроцентробежные установки работали с частотой тока от 45 до 59 Гц.

Объект II

На II объекте установками ЭЦН оснащены 24 скважины (238, 328, 406, 2018, 2029, 2042, 2048, 2106, 2107, 2305, 2311, 3024, 3030, 4012, 4014, 4017, 4021, 4024, 4031, 4035, 4038, 5005, 5006, 5008), работающие с дебитом жидкости 31 – 723,9 (среднее значение 238,6 м^3/сут) при обводненности 88,1 до 99,2% (среднее значение 95,9%). Глубина спуска насосов находилась в диапазоне 971,4 – 1232,21 м (среднее значение 1127,36 м). Электроцентробежные установки работали с частотой тока от 45 до 52 Гц.

Объект III

По состоянию на 01.01.2024 г. на III объект работала скважина 5013 с дебитом жидкости 109,8 м^3/сут и обводненностью 84,9%. Глубина спуска насоса составляла 1185,73 м. Электроцентробежная установка работала с частотой тока ПЭД 48 Гц.

Объект IV

На IV объекте установками ЭЦН эксплуатировались 6 скважин (КР-25, 26, 41, 2001, 5003, 5017). Глубина спуска насосов находилась в диапазоне 1474,58 – 1606,11 м (среднее значение 1535,1 м). Дебит жидкости составлял 37,7 – 420,1 м^3/сут (среднее значение 173,8 м^3/сут) при обводненности 86,4 – 98,3% (среднее значение 91,2%). УЭЦН работали с частотой тока от 44 до 59 Гц.

Контрактная территория АО «ТП»

По состоянию на 01.01.2024 г. на контрактной территории АО «ТП» установками ЭЦН оснащена 171 добывающая скважина.

Объект I

На I объекте установками ЭЦН оснащено 70 скважин. Насосы спущены на глубину 767 – 1089 м (среднее значение 1037 м). Динамический уровень отбивался в пределах 362 – 1030 м (среднее значение 770 м), погружение под уровень 19 – 676 м (среднее значение 266,3 м). Установки работали с частотой тока в диапазоне 43 – 54 Гц. Дебит жидкости составлял 7 – 1009 м^3/сут (среднее значение 378 м^3/сут) с обводненностью 77 – 99,9% (среднее значение 97 %). Коэффициенты подачи находились в диапазоне 0,19 – 1,05 (среднее значение 0,82), глубинное оборудование по большинству скважин работает удовлетворительно. Исключением является скважина 2328 работающая с коэффициентом

подачи 0,19, при погружении под динамический уровень 401,2 м. На скважине рекомендуется провести ревизию глубинно-насосного оборудования.

Объект II

На II объекте установками ЭЦН оснащено 82 скважины. Насосы спущены на глубину 1006 – 1373 м (среднее значение 1196 м). Динамический уровень отбивался в пределах 357 – 1221 м (среднее значение 889 м), погружение под уровень 25 – 1245 м (среднее значение 317,9 м). Установки работали с частотой тока в диапазоне 45 – 59 Гц. Дебит жидкости составлял 10 – 650 м^3/сут (среднее значение 155 м^3/сут) с обводненностью 81,5 – 99,5% (среднее значение 96,2 %). Коэффициенты подачи находились в диапазоне 0,24 – 1,27 (среднее значение 0,80), глубинное оборудование по большинству скважин работает удовлетворительно.

Исключением являются 4 скважины, работающие с коэффициентами подачи 0,24 – 0,39, при погружении под динамический уровень 116 – 516 м. На скв.3303 рекомендуется провести ревизию глубинно-насосного оборудования. На скважинах 2276, 2394, 3385 при очередном подземном ремонте рекомендуется провести смену насосов на установки с меньшей производительностью, что позволит улучшить технико-экономические показатели работы скважин.

Объект III

По состоянию на 01.01.2024 г. на III объекте установками ЭЦН оснащено 18 скважин. Насосы спущены на глубину 1033 – 1270 м (среднее значение 1165 м). Динамический уровень отбивался в пределах 345 – 1132 м (среднее значение 782 м), погружение под уровень 91 – 701 м (среднее значение 382,5 м). Установки работали с частотой тока в диапазоне 43 – 56 Гц. Дебит жидкости составлял 15 – 773 м^3/сут (среднее значение 355 м^3/сут) с обводненностью 65 – 99,8% (среднее значение 96,6 %). Коэффициенты подачи находились в диапазоне 0,22 – 1,27 (среднее значение 0,82), глубинное оборудование по большинству скважин работает удовлетворительно.

Исключением является скважина 2137 работающая с коэффициентом подачи 0,22, при погружении под динамический уровень 515,8 м. На скважине рекомендуется провести ревизию глубинно-насосного оборудования.

Объект IV

На IV объекте установкой ЭЦН оснащена скважина 1241. Насос спущен на глубину 1239 м, динамический уровень находится на отметке 702 м, погружение под уровень 536,7 м. Установка работала с частотой тока 48 Гц. Дебит жидкости составлял 291 м^3/сут

с обводненностью 99%. Коэффициент подачи составляет 0,87, глубинное оборудование работает удовлетворительно.

Состояния устьевого и подземного оборудования скважин УЭЦН

Основными элементами наземного оборудования являются: трехфазный трансформатор (ТМПН), станция управления (СУ), шкаф соединительный высоковольтный газоотделительный (ШСВГ), кабель наземный. К основным элементам подземного оборудования относятся: клапан спускной (КС), клапан обратный (КО), кабельная линия, газосепаратор, электродвигатель, центробежный насос, гидрозащита, блок измерительный двигателя (БИД).

На территории АО «ПККР» устьевое оборудование скважин состоит из фонтанной арматуры на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI), устьевой станции управления Электон-04, Электон-05 и трансформатора ATV 68.

На территории АО «ТП» для подъема жидкости на поверхность применяются насосы следующих фирм производителя Centurion, Новомет-Пермь, Алмаз, Schlumberger, Борец и Алнас. с номинальной производительностью 20, 25, 59, 70, 79, 80, 125, 159, 199, 200, 250, 280, 400, 500, 600, 700, 800, 900 $м^3$/сут с напором 1200 м. Подземное оборудование на территории АО «ПККР» представлено электроцентробежными насосами фирмы «Новомет-Пермь». Насосы спущены на НКТ с номинальным диаметром 73 и 89 мм.

Анализ работы нагнетательных скважин

Поддержание пластового давления на месторождении Кумколь осуществляется с использованием сточной воды в качестве закачиваемого агента. Для оценки эффективности техники и технологий, применяемых при нагнетании воды на месторождении и выявления путей её повышения, проведён анализ работы действующих скважин нагнетательного фонда на 01.01.2024 г.

Контрактная территория АО «ПККР»

На 01.01.2024 г. на контрактной территории АО «ПККР» действующий фонд нагнетательных скважин составил 46 скважин.

Объект I

По состоянию на 01.01.2024 г. 31 скважина (10р, 24р, 50р, 51р, 101, 102, 140, 142, 152, 154, 203, 232, 240, 304, 333, 334, 349, 411, 431, 2002, 2003, 2004, 2006, 2012, 2017, 2020, 2050, 2065(ОРЗ), 3001, 3011, 3018) работала с устьевым давлением 4,1 – 10 МПа (среднее значение 7,0 МПа) и приемистостью 458 – 1500 $м^3$/сут (среднее значение 899 $м^3$/сут). Коэффициент приемистости находился в диапазоне 49,2 – 170,9 $м^3$/сут*МПа (среднее значение 89,8 $м^3$/сут*МПа).

Объект II

Поддержание пластового давления на II объекте велось за счет закачки рабочего агента на 13 нагнетательных скважинах (6р, 101, 152, 304, 2021, 2023, 2031, 2038, 2069, 2081(ОРЗ), 2801(ОРЗ), 4003(ОРЗ), 4007(ОРЗ). Скважины работали с устьевыми давлениями 4,1 – 10 МПа (среднее значение 7,2 МПа) и приемистостью 150 – 1066 м^3/сут (среднее значение 416 м^3/сут). Коэффициент приемистости находился в диапазоне 47,2 – 278,8 м^3/сут*МПа (среднее значение 101,2 м^3/сут*МПа).

Объект III

Поддержание пластового давления на III объекте велось за счет закачки рабочего агента на 2 нагнетательных скважинах (344, 3070). Скважины работали с устьевыми давлениями 5,9, 8,0 МПа (среднее значение 7,0 МПа) и приемистостью 400, 250 м^3/сут соответственно (среднее значение 325 м^3/сут). Коэффициент приемистости находился в диапазоне 85,3 – 146,7 м^3/сут*МПа (среднее значение 116,0 м^3/сут*МПа).

Объект IV

Закачка рабочего агента на IV объекте велась 2 нагнетательными скважинами (5032, 40кр) с устьевым давлением 7,3 МПа и приемистостью 250 м^3/сут. Коэффициент приемистости составил 76,5 м^3/сут*МПа.

Одновременно-раздельная закачка (ОРЗ)

Скважины 337(ОРЗ), 4034(ОРЗ) оснащены оборудованием для одновременно-раздельной закачки рабочего агента. По состоянию на 01.01.2024 г. суммарная приемистость на 2 объекта составила 408 и 1240 м^3/сут соответственно.

Контрактная территория АО «ТП»

На дату составления настоящей работы на контрактной территории АО «ТП» действующий фонд нагнетательных скважин составил 138 скважин.

Объект I

Поддержание пластового давления на I объекте велось за счет закачки рабочего агента в 70 нагнетательных скважин, в том числе 4 скважины с оборудованием для ОРЗ. Закачка велась с устьевыми давлениями 4,2 – 12,3 МПа (среднее значение 9,5 МПа) и приемистостью 513 – 1176 м^3/сут (среднее значение 513 м^3/сут). Коэффициент приемистости находился в диапазоне 3,36 – 175,81 м^3/сут*МПа (среднее значение 73,13 м^3/сут*МПа).

Одновременно-раздельная закачка велась на скважинах 1029, 1075, 2165, 3072, которые работали с суммарной приемистостью 915, 469, 743 и 487 м^3/сут соответственно.

Объект II

По состоянию за IV квартал 2023 г. на II объект работали 44 скважины, в том числе 1 скважина (2165) с оборудованием для ОРЗ. Закачка велась с устьевыми давлениями 3,9 – 10,9 МПа (среднее значение 7,7 МПа) и приемистостью 5 – 893 м3/сут (среднее значение 191 м^3/сут). Коэффициент приемистости находился в диапазоне 1,3 – 154,43 м^3/сут*МПа (среднее значение 37,43 м^3/сут*МПа).

Объект III

Поддержание пластового давления на III объекте велось за счет закачки рабочего агента в 24 нагнетательные скважины, в том числе 2 скважины с оборудованием для ОРЗ (1075, 3072). Закачка велась с устьевыми давлениями 7,2 – 10,9 МПа (среднее значение 8,9 МПа) и приемистостью 5 – 1510 м^3/сут (среднее значение 552 м^3/сут). Коэффициент приемистости находился в диапазоне 9,61 – 135,25 м^3/сут*МПа (среднее значение 59,49 м^3/сут*МПа).

Устьевое и внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин

Устья нагнетательных скважин оснащены фонтанной арматурой типа УКАФК-65х21 на рабочее давление 21 МПа с сечением ствола и боковых отводов 65 мм. С целью регулирования приемистости скважин для поддержания заданных устьевых давлений боковые отводы арматуры оборудованы штуцерами. На контрактной территории АО «ПККР» диаметры штуцеров составляют 5, 5,8, 6, 7, 7,8, 8, 9, 12, 13 мм, на контрактной территории АО «ТП» диаметры штуцеров составляют 2, 3, 4, 5, 6, 6,5, 7, 8, 8,5, 9, 10, 12, 14, 15, 20 мм

Скважины, нагнетающие отдельно в меловой, юрский горизонты оборудованы однорядными колоннами НКТ с наружным диаметром 48,3 и 73 мм. Низ колонн НКТ оборудован фильтрами или воронками.

На месторождении 15 скважин оснащены оборудованием для обеспечения процесса одновременно-раздельной закачки рабочего агента. Подача воды ведется по однолифтовой колонне НКТ диаметром 73 мм. Напротив продуктивных интервалов установлены водораспределители с регуляторами расхода, через которые осуществляется закачка рабочего агента в пласт. На ряде скважин установлены два ряда труб расположенных концентрично по схеме «труба в трубе». При концентричном расположении двух рядов труб с наружными диаметрами 89 и 48 мм, 60,3 и 101,6 мм, закачка воды в верхний пласт осуществляется по кольцевому пространству между внутренней и наружной стенками НКТ. Существенным преимуществом двухпакерной компоновки является возможность наземного

измерения и регулирования объемов закачки воды отдельно для каждого пласта. В отдельных скважинах закачка производилась в разные пропластки мелового горизонта (АО «ПККР» скв.2065, 3001, АО «ТП» скв.2029) и юрского горизонта (АО «ПККР» скв.409, 1030, 2044, 2081, 2801, 4003, 4007).

Для исключения воздействия на эксплуатационную колонну высокого давления на контрактной территории АО «ПККР» на всех скважинах в состав глубинного оборудования включен пакер, исключение составляют скважины 2126, 40Р.

По контрактной территории АО «ТП» на 29 скважинах (в том числе 4 скважины с ОРЗ) установлены пакеры. На месторождении используется два вида пакера ЗПМС с наружным диаметрами 105, 122, 145 мм и пакеры ПРО-ЯДЖ наружным диаметрами 144, 122, 142 мм.

6.1.2 Проектные технологические условия разработки месторождения

Согласно рекомендуемому 2 варианту разработки на месторождении Кумколь предусматривается проведение следующих мероприятий: ввод из бездействия и других категорий, переводы скважин между объектами разработки, перевод под добычу газовой шапки и перевод высокообводненных скважин под ППД.

Разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской и IV объект разрабатывается на естественном режиме;

Согласно прогнозным показателям в целом по месторождению на контрактной территории АО «ТП» на ближайшие 10 лет (2024-2033 гг.) предполагается:

- в 2024 – 2030 гг. ввод из бездействия и других категорий 14 скважин;
- в 2024 – 2030 гг. перевод 22 скважин на другой объект;
- в 2024 – 2030 гг. перевод 16 скважин под закачку;

На перспективу до 2033 г. на контрактной территории АО «ТП» по скважинам ожидается изменение следующих расчетных показателей:

- снижение фонда добывающих скважин с 272 до 246 ед.;
- снижение среднегодового дебита нефти на 1 скважину с 2,3 до 1,1 т/сут;
- снижение среднегодового дебита жидкости на 1 скважину с 252 т/сут в 2024 г до 179 т/сут в 2029 г. и не значительное увеличение в 2030 г. до 181 т/сут и дальнейшее снижение до 167 т/сут в 2033 г.;
- в 2024 – 2033 гг. рост среднегодовой обводнённости продукции с 98,8 до 99,3%;
- в 2024 – 2033 гг. снижение приемистости нагнетательных скважин с 245 до 183 $м^3$/сут.

Согласно прогнозным показателям в целом по месторождению на контрактной территории АО «ПККР» на ближайшие 10 лет (2024-2033 гг.) предполагается:

- в 2024 г. переводы: 3 скважины на др. объект, 1скважина из освоении в наблюдательный фонд;
- в 2024 – 2026 г. перевод 3 скважины под закачку;
- в 2024 г. перевод 6 скважин с др. категории под добычу
- в 2025 г. перевод 1 нагн. скважины в набл. фонд
- в 2024 – 2026 г. ввод из бездействия 10 скважин и в 2031 г. 1 скважина;
- В 2024 г. перевод 1 скважины в наблюдательный фонд;

На перспективу до 2033 г. на контрактной территории АО «ПККР» по скважинам ожидается изменение следующих расчетных показателей:

- снижение фонда добывающих скважин с 92 до 84 ед.;
- снижение фонда нагнетательных скважин с 65 до 58 ед.;
- снижение среднегодового дебита по жидкости на 1 скважину с 228,0 до 225,3 т/сут;
- снижение среднегодового дебита нефти на 1 скважину с 3,9 до 2,5 т/сут;
- в 2024 – 2033 гг. рост среднегодовой обводнённости продукции с 99,0 до 99,2%;
- приемистость 1 нагнетательной скважины снижается с 443,3 до 433,7 $м^3$/сут

6.1.3 Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин

Согласно рекомендуемого 2 варианта разработки добычу продукции на месторождении Кумколь планируется вести механизированным способом. Выбор вида механизированной добычи осуществляется с учетом энергетических возможностей пластовой системы, технико-экономических и эксплуатационных характеристик, основными из которых являются производительность, создаваемый напор, показатели надежности и существующие ограничения для применения, основанные на уровне технического развития и опыте эксплуатации.

Обобщая результаты проведенного анализа технологических режимов работы скважин, и учитывая успешный опыт механизированной добычи при помощи СШНУ, ВШНУ и УЭЦН, можно сделать вывод, что дальнейшая разработка месторождения будет осуществляться механизированным способом добычи. Данные установки зарекомендовали себя как оптимальный и надежный вид насосной эксплуатации.

Скважины, эксплуатируемые СШНУ

Эксплуатация скважин СШНУ является самым распространенным видом механизированной добычи и характеризуется относительно низкими капитальными затратами, простотой конструкции и обслуживания. Широкое применение объясняется наличием на нефтяных месторождениях большого числа малодебитных скважин, для которых эксплуатация скважин штанговыми насосами является технически оправданной и экономически эффективной по сравнению с другими способами эксплуатации. Технико-экономические расчеты показывают, что наилучшие энергетические и экономические показатели при эксплуатации скважин с дебитом до 25 м3/сут достигаются штанговыми насосными установками.

На 01.01.2024 г. на месторождении Кумколь 27 действующих скважин оснащены штанговыми насосами. Установки работают с коэффициентами подачи 0,15 – 1,02, что подтверждает правильность выбора вида механизированной эксплуатации для данных скважин.

Для штангового насоса максимальное содержание газа на приеме составляет 20%, при превышении данного значения дебит жидкости снижается из-за неполного заполнения цилиндра жидкостью. Для минимизации влияния газа на работу насоса, рекомендуется оборудовать ШГН газозащитными устройствами, якорь-зонтами, винтовыми газовыми якорями, сепарационными «хвостовиками». Кроме того, рекомендуется вести эксплуатацию с поддержанием давления на приеме насоса выше давления насыщения.

В условиях месторождения Кумколь данный способ добычи следует рассматривать как приоритетный для низкодебитных скважин с высокой обводненностью.

Скважины, эксплуатируемые ВШНУ

На дату составления настоящей работы на месторождении одна действующая скважина оснащена винтовым штанговым насосом. Эксплуатация скважин при помощи ВШНУ является одним из самых надежных и перспективных видов механизированной добычи. Они являются насосами объемного типа и характеризуются широким диапазоном производительности. Главное преимущество винтовых насосов по сравнению с другими типами насосов состоит в том, что с повышением вязкости до определенных пределов параметры работы насоса остаются практически неизменными. Широкий рабочий диапазон обуславливает меньшее количество моделей, необходимых для удовлетворения потребностей всего месторождения и позволяет продолжать эксплуатацию скважины в случае изменений рабочего режима без необходимости замены насоса. Данный вид насосов предназначен для подъема высоковязкой нефти с большим количеством механических

примесей. Кроме того, насосы имеют незначительную длину, что облегчает прохождение скважинного агрегата по наклонно-направленной скважине.

Основными составными частями винтового насоса являются скважинный насос (ротор, статор) и узел устьевого привода. Статор, с закреплённым к нему входным патрубком, спускается в скважину на конце лифтовых труб на заданную глубину. Ротор спускается на штангах, причём при работе насоса штанги испытывают постоянные нагрузки с минимальными колебаниями, что уменьшает риск усталостных повреждений и обрывов. Теоретическая производительность винтовых насосов должна соответствовать добывным возможностям скважин.

Статоры насосов спускают на трубах диаметром 73, 89 мм, роторы насосов в зависимости от производительности и глубины залегания продуктивного пласта спускаются на штангах диаметром 22х19, 22 или 25х22 мм. На устье скважин устанавливают устьевые приводы соответствующих мощностей, позволяющие менять производительность насосов с помощью изменения диаметров шкивов на ведомом валу. Для оперативного регулирования производительности насосов в широких диапазонах на устье скважин предусматривается привод с частотным регулятором. При выходе на оптимальный режим необходимо постепенно увеличивать скорость вращения ротора. При выборе ротора винтового насоса учитывать характеристику рабочей среды. Так при кислотности среды pH = 6–8 применяется стандартный хромированный ротор, для других значений PH рекомендуются роторы из нержавеющей стали. Для обеспечения устойчивости к износу при высоком содержании песка возможно применение борсодержащих сталей.

В процессе подбора винтовых насосов особое внимание следует уделять выбору эластомера статора в зависимости от физико-химических свойств продукции. Правильный подбор эластомера имеет решающее значение для обеспечения нормального режима работы и долговечности насоса. Несоответствие параметров эластомера и откачиваемой жидкости приводит к его преждевременному разрушению, снижению подачи и, в конечном итоге, выходу насоса из строя. С целью подбора эластомера, наиболее подходящего для условий эксплуатации на конкретном объекте разработки, рекомендуется проводить предварительные испытания целью оценки пригодности для работы со скважинными флюидами с заданными характеристиками, в особенности в части разбухания эластомера.

Для снижения влияния свободного газа на работу насосов в состав глубинного оборудования рекомендуется включать газосепараторы и газоотделительные устройства. Для нормальной работы винтовых насосов рекомендуется не допускать частых и продолжительных остановок, т.к. содержащиеся в продукции механические примеси и

парафин могут отложиться в статоре и трубах и создать высокое сопротивление пусковому моменту, а также привести к заклиниванию ротора. Кроме того, при каждом пуске СШНУ возникают дополнительные нагрузки на штанги, что может привести к их деформации и слому. При невозможности запуска насоса после остановки, рекомендуется приподнять ротор и промыть насос.

При монтаже СШНУ следует уделять особое внимание правильности посадки ротора. При установке приводного ремня недопустима его перетяжка, а прогиб при нагрузке 15-20 кг не должен превышать 2-2,5 см. Если при запуске замечено проскальзывание ремня, то ремень натянут не достаточно.

В условиях месторождения Кумколь, исходя из опыта эксплуатации скважин винтовыми насосами, физико-химических свойств продукции и условий залегания продуктивных пластов, данный вид механизированной добычи рекомендуется к дальнейшему применению на отдельных скважинах с высоковязкой продукцией.

Скважины, эксплуатируемые УЭЦН

Установки ЭЦН относятся к классу бесштанговых насосов и играют в нефтедобывающей промышленности определяющую роль по объему добываемой нефти. Они работают в широком диапазоне глубин и подач преимущественно в среднедебитных и высокодебитных скважинах. Для обеспечения режимов работы ЭЦН в пределах рабочей характеристики содержание свободного газа на приеме насосов не должно превышать 25% по объему без сепаратора и до 50% с сепаратором. В скважинах с высоким газовым фактором (до 70%) на входе насоса возможна установка газосепараторов-диспергаторов. Применение двухопорных ступеней существенно улучшает эксплуатационные характеристики насосов и предназначены для эксплуатации в условиях повышенного содержания механических примесей и с высокой интенсивностью агрессивности среды.

Подбор УЭЦН к скважине является строго индивидуальной операцией, требующей учета многих геолого-технологических факторов. В ходе подбора компоновки УЭЦН определяется подача (суточный дебит по жидкости), напор насоса, максимальный наружный диаметр установки, глубина спуска, расчетный динамический уровень, максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески УЭЦН. Кроме этого учитываются особые условия эксплуатации: температура жидкости в зоне подвески, мехпримеси, соли, наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости.

На месторождении Кумколь накоплен положительный опыт применения электроцентробежных установок. На дату составления настоящей работы 238 скважин оснащены установками ЭЦН, работающими в круглосуточном режиме с коэффициентами

подачи 0,19 – 1,27 (среднее значение 0,81), что подтверждает эффективную работу ГНО и правильность выбора способа эксплуатации.

Для реализации проектных решений в области техники и технологии добычи нефти добывающие скважины с дебитом продукции выше 20 м^3/сут, рекомендуется оснастить электроцентробежными установками с номинальной производительностью соответствующей расчетному дебиту продукции. Кроме того, потребуется следующее основное оборудование для оснащения скважин: насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм марки "Д", толщина стенки 5,5 мм; кабель типа КПБП. Для обеспечения нормальной непрерывной работы насосов, рекомендуется устанавливать УЭЦН на 20-50 м выше верхнего интервала перфорации.

6.1.4 Обоснование выбора оборудования и режимов нагнетания

Расчёт давления нагнетания на забое скважины и обоснование рациональной колонны НКТ, для нагнетания проведен исходя из геолого-физической характеристики объектов разработки (см. табл. 3.4.1), фактических данных по приемистости, давления нагнетания на устье, коэффициентов приемистости, а также с учетом проектных значений приёмистости 1 скважины, гидравлических сопротивлений в колонне нагнетательных труб (nаблица 6.1.1)

Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

Наименование	АО «ПККР»				АО «ТП»		
	I	II	III	IV	I	II	III
Q, м^3/сут	458-1500	150-1066	250-400	250	513-1176	5-893	5-1510
Ру, МПа	4,1-10	4,1-10	5,9-8,0	7,3	4,2-12,3	3,9-10,9	7,2-10,9
Кпр, м^3/сут*МПа	49,2-170,9	47,2-278,8	85,3-146,7	76,5	3,36-175,8	1,3-154,43	9,61-135,25

На рисунках 6.1.1 - 6.1.4 представлены графики зависимости давлений нагнетания и суточных объёмов закачки в скважинах с НКТ 73 мм.

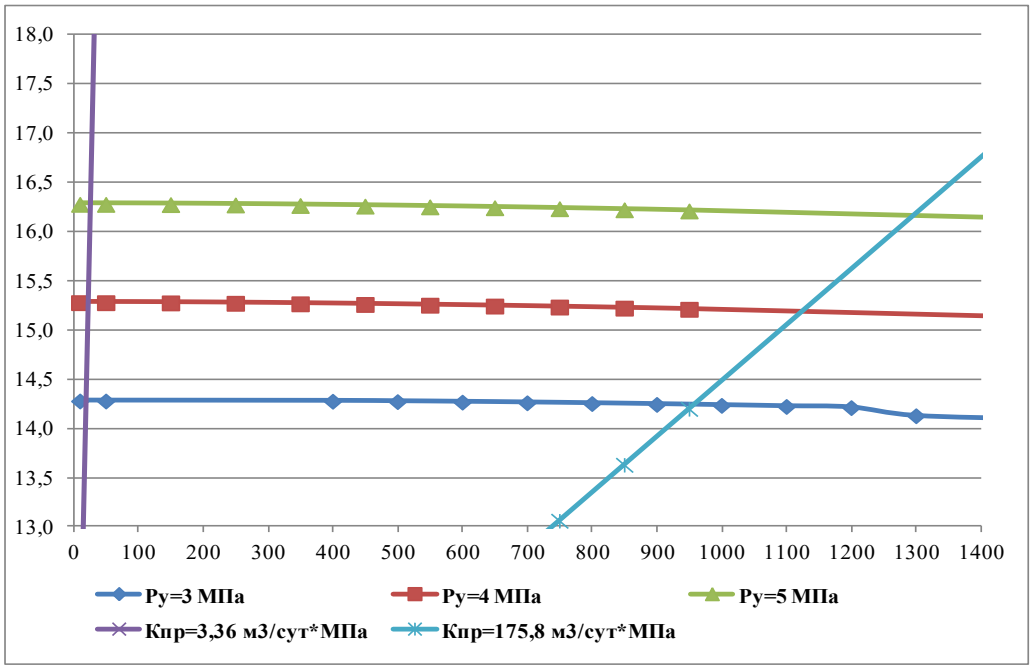


Рисунок 6.1.1– Режим работы нагнетательных скважин в НКТ диаметром 73 мм для I объекта

Как видно на графике рисунка 6.1.1, при устьевых давлениях от 3 МПа до 5 МПа, забойных давлениях от 14,1 МПа до 16,3 МПа, с НКТ диаметром 73 мм, при минимальном коэффициенте приёмистости 3,36 м^3/сут/МПа (фактическое значение на 01.01.24 г.), суточная закачка может осуществляться в объёме до 12 м^3/сут, при максимальном коэффициенте приёмистости 175,8 м3/сут/МПа (фактическое значение на 01.01.24 г.), суточная закачка может осуществляться в объёме до 1300 м^3/сут.

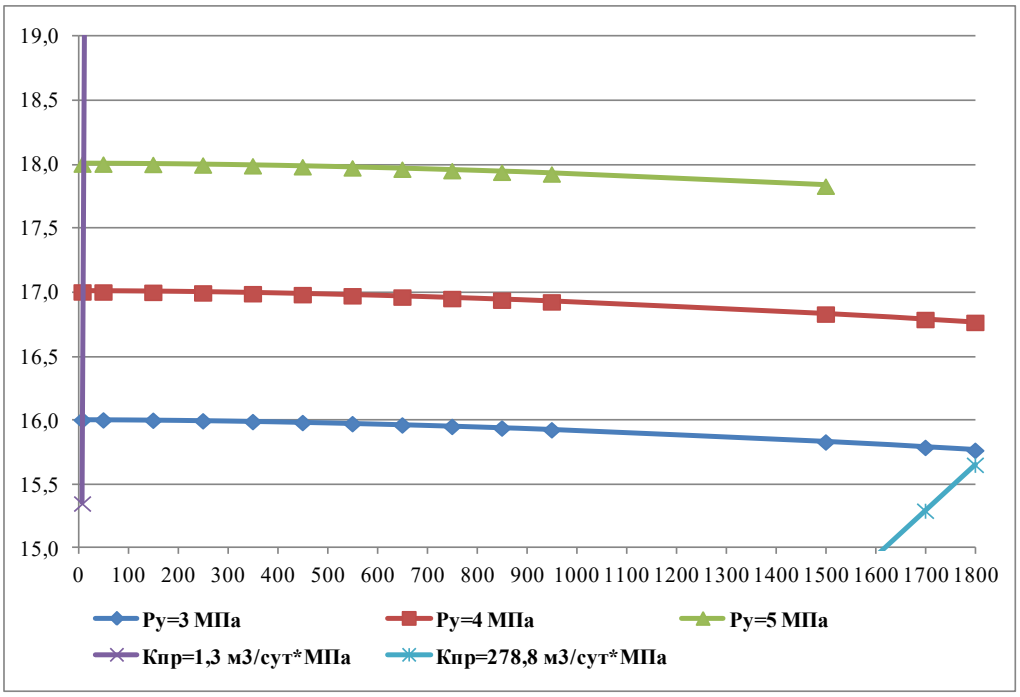


Рисунок 6.1.2 – Режим работы нагнетательных скважин в НКТ диаметром 73 мм для II объекта

Как видно из графика 6.1.2, для II объекта колонна НКТ диаметром 73 мм обеспечивает проектный расход нагнетаемой воды при давлениях на забое от 15,8 до 18,0 МПа и давлением нагнетания на устье от 3,0 до 5,0 МПа. При минимальном коэффициенте приёмистости 1,3 м^3/сут/МПа (фактическое значение на 01.01.24 г.), суточная закачка может осуществляться в объёме до 8 м^3/сут, при максимальном коэффициенте приёмистости 278,8 м^3/сут/МПа (фактическое значение на 01.01.24 г.), суточная закачка может осуществляться в объёме более 1800 м^3/сут.

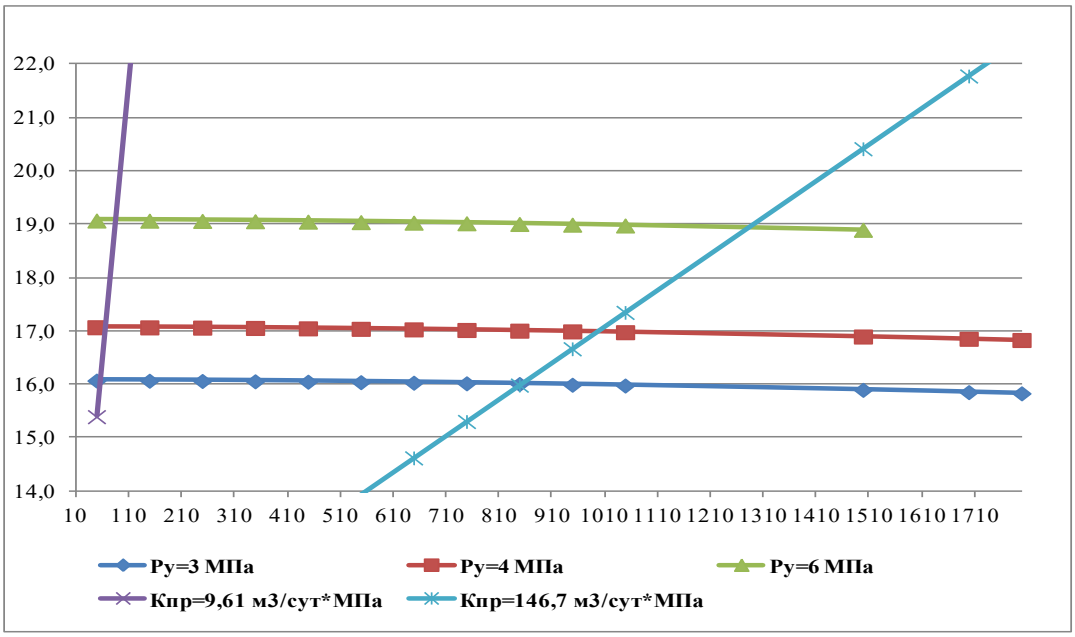


Рисунок 6.1.3 – Режим работы нагнетательных скважин в НКТ диаметром 73 мм для III объекта

Как видно из графика 6.1.3, для III объекта колонна НКТ диаметром 73 мм обеспечивает проектный расход нагнетаемой воды при давлениях на забое от 15,8 до 19,1 МПа и давлением нагнетания на устье от 3,0 до 6,0 МПа. При минимальном коэффициенте приёмистости 9,61 м^3/сут/МПа (фактическое значение на 01.01.24 г.), суточная закачка может осуществляться в объёме до 110 м^3/сут, при максимальном коэффициенте приёмистости 146,7 м^3/сут/МПа (фактическое значение на 01.01.24 г.), суточная закачка может осуществляться в объёме до 1300 м^3/сут.

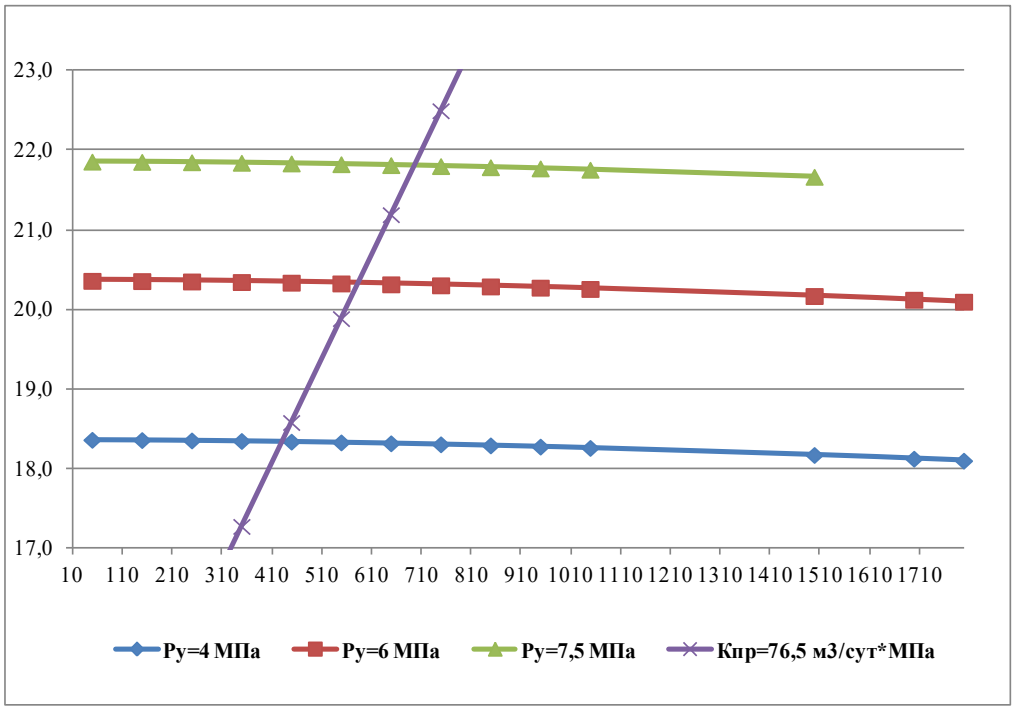


Рисунок 6.1.4 – Режим работы нагнетательных скважин в НКТ диаметром 73 мм для IV объекта Юго-Восточной части

Как видно из графика 6.1.7, для IV объекта Юго-Восточной части колонна НКТ диаметром 73 мм обеспечивает проектный расход нагнетаемой воды при давлениях на забое от 18,1 до 21,9 МПа и давлением нагнетания на устье от 4,5 до 7,5 МПа. При коэффициенте приёмистости 76,5 м^3/сут/МПа (фактическое значение на 01.01.24 г.), суточная закачка может осуществляться в объёме до 750 м^3/сут.

Устьевое и внутрискважинное оборудование

Устьевое оборудование нагнетательных скважин выбирается исходя из условий проекта разработки и эксплуатации месторождения. Фонтанная арматура АФК–65х350 по ГОСТ 13846-84 (или с соответствующей характеристикой по классификации АНИ) на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI) соответствует условиям эксплуатации нагнетательных скважин на месторождении. Диаметр проходного отверстия ствола ёлки и боковых отводов - 65 мм. Управление запорными устройствами (задвижками) на боковых отводах ручным способом. Ствол нагнетательной ёлки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления. На боковом отводе нагнетательной ёлки устанавливается обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии трубопровода. Поскольку применяемая на месторождении фонтанная арматура по технической характеристике соответствует нагнетательной, она может быть применения для нагнетательных скважин.

Для обеспечения закачки планируемых объемов нагнетаемого агента и беспрепятственного спуска и подъема измерительных приборов внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин включает колонну НКТ с номинальным диаметром 73 мм. Над интервалом перфорации для разобщения пространства между НКТ и обсадной колонной устанавливается пакер. На башмаке нагнетательной колонны также устанавливается воронка для посадки измерительных приборов и успешного проведения исследований.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования на нефтегазоконденсатных месторождениях возможны такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой нефти, как:

- образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин;
- водопроявления.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Парафиноотложения

Нефть месторождения Кумколь характеризуется как легкая, смолистая, высокопарафинистая и малосернистая.

Наличие парафинов снижает производительность скважин, увеличивает износ оборудования, давление в выкидных линиях и расходы электроэнергии. Поэтому борьба с парафинами – актуальная задача при интенсификации добычи нефти.

Интенсивность образования АСПО зависит от содержания в нефти парафина, процессе эксплуатации добывающих скважин, а также снижение температуры при его движении по стволу скважины и по выкидным линиям за счет выделения и расширения газа могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы, образованию отложений на стенках трубопроводов и уменьшению рабочего сечения. Асфальтены, находящиеся в дисперсном состоянии, могут также являться центрами кристаллизации, способствующими выпадению парафина из нефти при ее охлаждении.

Для депарафинизации нефтепромыслового оборудования на месторождении применяются тепловые методы по предупреждению и удалению парафиноотложений – обработка горячей водой (ОГВ) и парафиноочистки (ПО). Парафиноочистки и тепловые обработки скважин на месторождении остаются основными методами удаления твёрдых органических отложений нефтепромыслового оборудования. На месторождении используют диспергатор АСПО марки РАНДАП – 6021. За 2023 год было закачено 19 372 кг объемом диспергатора парафина.

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

На контрактной территории АО «ПККР» в период с 2019 г. по 01.01.2024 гг. с целью очистки и предупреждения выпадения АСПО в скважинах и выкидных линиях проведены 838 ОГВ и 1232 ПО.

Для определения эффективности проводимых профилактических мероприятий рассчитывается межочистной период работы скважин по формуле:

$$МОП = \frac{T}{N},$$

где, T - сумма времени, отработанного скважинами;

N - суммарное количество обработок за расчётный период времени.

В таблице 6.2.1 приведены количество обработок и МОП за 2019 до 01.01.2024 гг.

Таблица 6.2.1 – ОГВ скважин АО «ПККР» с 2019 по 01.01.2024 гг.

Дата	2019 г			2020 г			2021 г			2022 г			2023 г		
ГТМ	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)
ОГВ		177	0,58	60	210	202	51	159	215,6	54	165	231	38	131	217
ПО		430		32	304	114	32	244	123	128	184	114	10	70	87
Итого		607		92	514	158	83	403	169,3	182	349	172,5	50	197	304

Из представленной таблицы видно, что межочистной период для представленных методов за 2019 г. составил 177 обработок ОГВ, МОП составила 0,58 суток. Количество парафиноочисток (ПО) за этот год 430 обработок.

В 2020 году на 60-ти скважинах было проведено 210 обработок горячей водой (ОГВ), межочистной период (МОП) составила – 202 суток. Парафиноочисток – 304, межочистной период был посчитан по скважино и составило 114 суток.

В 2021 году на 51 скважине было проведено 159 ОГВ, МОП составила – 215,6 суток. Парафиноочисток (ПО) – 244 обработок, МОП составила – 123 суток.

За 2022 год было проведено 165 ОГВ. Межочистной период составила 165 суток. Количество ПО – 184 обработок, МОП – 114 суток.

За 2023 год на месторождении было проведено 131 ОГВ. Межочистной период составила 217 суток. Количество парафиноочистки – 70 обработок, МОП – 87 суток.

Для увеличения МОП необходимо бороться не с последствиями парафиноотложений, а предупреждать их появление. Для этого требуется обрабатывать скважины ингибиторами

АСПО, не останавливая работу скважин, что позволит увеличить коэффициент использования скважин. Подробно дать характеристику обработок скважин ингибиторами, в каких объемах и технологию закачки в скважину не представляется возможным, поскольку технология разрабатывается индивидуально и является предметом авторского права. Эффективность от внедрения ингибиторов АСПО рассчитывается по стандартной методике за выбранный период.

Так как нефть месторождения является высокопарафинистой, необходимо проведение работ по отбору проб твердых отложений, определению их компонентного состава, осуществлению подбора эффективных растворяющих композиций и ингибиторов парафиноотложений.

Территория АО «Тургай-Петролеум»

На контрактной территории АО «ТП» по данным недропользователей за 2021 г. с целью очистки и предупреждения выпадения АСПО в скважинах и выкидных линиях проведено 743 ОГВ, за 2022 г. - 674 ОГВ, МОП за весь анализируемый период был рассчитан по скважинно.

Таблица 6.2.2 – Обработки скважин АО «ТП» за 2019 - 2023 гг.

Дата	2019 г			2020 г			2021 г			2022 г			2023 г		
ГТМ	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)	Количество скважин	Количество обработок	МОП, (сут)
Итого	173	958	177	147	799	188	144	743	190	132	674	178	138	594	207

Из таблицы видим, что за 2019 год было обработано 958 ОГВ, МОП составила – 177 суток.

За 2020 год было обработано 799 ОГВ из 147 скважин, МОП составила - 188 суток.

За 2021 год на 144 скважинах провели 743 ОГВ, МОП в среднем составила – 190 суток.

За 2022 год на 132 скважинах провели 674 ОГВ, МОП в среднем составила – 178 суток.

За 2023 год на 138 скважинах провели 594 обработок, МОП в среднем составила – 207 суток.

В дальнейшем необходимо проводить работы по выбору эффективных методов удаления парафиноотложений на основе проведения специальных комплексных

лабораторных исследований с учетом геолого-физическую характеристику продуктивного коллектора, состояния призабойной зоны скважин и прочих условий.

С целью выбора наиболее эффективного метода удаления образовавшихся отложений для определения компонентного состава АСПО необходимо отбирать пробы АСПО.

Гидратообразование

В процессе разработки месторождения Кумколь возможно образование гидратов как на устье скважины, так и в выкидных линиях сборной системы.

Гидраты газов представляют собой твердые растворы, где растворителем является вода, молекулы которой за счет водородной связи образуют объемный каркас, в полости которого внедряются легкоподвижные молекулы газов. Основными гидратообразующими компонентами, входящими в состав газа месторождение Кумколь, являются метан, этан, углекислый газ и азот.

В случае изменения режима работы скважин, зная равновесные параметры гидратообразования конкретной скважины, можно прогнозировать возникновение гидратных пробок и, соответственно, разрабатывать мероприятия по их предупреждению и ликвидации.

Для предупреждения гидратообразования применяются методы осушки газа от паров воды, ввод ингибиторов гидратообразования Марки Рауан-141, поддержание температуры выше температуры начала образования гидратов. В ряде случаев для ликвидации гидратов используется метод краткосрочного уменьшения давления ниже давления разложения. При образовании гидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважин может оказаться наиболее эффективным способом локального подогрева газа на забое скважин или же способ ввода ингибитора на забой с последующей его регенерацией в комбинации с осушкой газа.

Реагент Рауан-141 применяется в газовых линиях ЦУГ, полевых компрессорах, Газокомпрессорной станции м/р Кумколь. Закачка на месторождении Кумколь в основном ведется осенью, весной, зимой. В летнее время закачка ингибитора гидратов останавливается в связи отсутствием проблем гидратных пробок. Расход реагента регулируется в зависимости от режима работы установки по закачке газа и погодных условий.

Методы борьбы с отложениями гидратов определяются местом их накопления, количеством, составом гидрата, а также имеющимися средствами ликвидации. При применении любого из методов ликвидации гидратных пробок необходимо обеспечивать подходы, обеспечивающие минимизацию технологических рисков.

По данным недропользователя, за анализируемый период гидратообразование не наблюдалось.

На месторождении Кумколь с целью интенсификации добычи наиболее востребованными операциями являются изоляция, перфорационные работы (ПР) и гидроразрыв пласта (ГРП). За анализируемый период гидроразрыв пласта (ГРП) не производилось.

Перфорация производится с целью более полной выработки всей нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Поэтому дострел может производиться при эксплуатации мощных пластов, в которых первоначально перфорацией вскрывают не всю нефтенасыщенную часть. Необходимость в реперфорации (перестреле) пласта может возникнуть в следующих случаях: при освоении скважин после бурения, переводе добывающей скважины под нагнетание воды, после проведения РИР, в процессе проведения работ по возврату с одного объекта эксплуатации на другой.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

На месторождении проводились геолого-технические мероприятия (изоляция, перфорация обводненных интервалов и очистка забоя). На 2-х скважинах (280, 400) провели изоляционные работы. На скважине 400 РИР мероприятие было проведены с 21 июля по 4 августа. Анализ эффективности РИР не подсчитывается, так как скважины находились в наблюдательном фонде.

Рекомендуется привлекать более эффективные технологии с обязательным использованием данных ГИС-исследований до и после мероприятия.

Так же на контрактной территории АО «ПККР» с 2020 по 01.01.2024 гг. в 20-ти скважинах были проведены перфорационные работы. Данные приведены в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3 –Данные перфорационных работ АО «ПККР»

№	№ скв	Дата ГТМ	До перфорации			После перфорации			Прирост Qн, т/сут
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв,%	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв,%	
1	5019	13.03.2020	0	0	0	0	0	0	0
2	400	16.06.2021	0	0	0	0	0	0	0
3	5016	11.11.2021	0	0	0	0	0	0	0
4	2314	25.11.2021	0	0	0	1,81	333	99	1,81
5	333	17.12.2021	0	0	0	0	0	0	0
6	4016	30.12.2021	3	171	97	4	272	97	1
7	233	08.02.2022	0	0	0	0	371	100	0
8	337	08.03.2022	0	0	0	0	0	0	0
9	4021	13.04.2022	7	421	96	5,42	392	97	-1,58
10	280	23.04.2022	0	0	0	0	0	0	0
11	5035	23.02.2023	0	0	0	0	0	0	0
12	2080	11.05.2023	0	0	0	0	53	100	0

продолжение таблицы 6.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	400	01.08.2023	0	0	0	0	0	0	0
14	5033	23.09.2023	0	0	0	8	10	0,3	8
15	5034	02.10.2023	0	0	0	4	5	0,5	4
16	5019	08.10.2023	0	0	0	10	165	91	10
17	4034	18.10.2023	0	0	0	0	0	0	0
18	5031	09.12.2023	0	0	0	0	0	100	0
19	4037	09.12.2023	0,5	1	50	1,6	3,7	58	1,1
20	2043	27.12.2023	13,7	195	93	0,4	21,1	98	13,3

За анализируемый период из 20 проведенных перфорационных работ прирост нефти наблюдался в следующих скважинах: СКВ. №2314, 4016, 5033, 5034, 5019, 4037, 2043.

На 01.01.2024 г. по предоставленным данным проведены работы по очистке забоя на 7 нагнетательных скважинах. Данные по очистке забоя приведены в таблице 6.2.4.

Таблица 6.2.4 –Данные по очистке забоя на нагнетательных скважинах АО «ПККР»

№ скв.	Дата	Qпр, м³/сут до очистки	Qпр, м³/сут после очистки	Прирост Qпр, м³/сут
239	15-21.06.21	575	721	146
3057	21.06.-01.07.21	83	120	37
2006	27-31.07.21	450	500	147
2007	11.07.-14.08.21	0	0	0
300	17-24.08.21	720	950	148
6р	14.10.21	900	1000	100
103	18.10.21	700	800	149
337	15.03.22	720	1300	580
101	04.09.22	590	715	125
203	10.04.23	525	1100	575
2035	16.04.23	300	0	-300
323	26.04.23	231	0	-231
102	26.11.23	100	650	550

Работы по очистке забоя на нагнетательных скважинах проведены в целом успешно. Успешность составила 77 %.

АО «Тургай-Петролеум»

На контрактной территории АО «ТП» были проведены геолого-технические мероприятия (изоляция обводненных интервалов, дострел, перевод на другой горизонт и СКО). Расчет эффективности 19-ти скважин приведены в таблице 6.2.5, где было проведено ремонтно-изоляционные работы.

Таблица 6.2.5 – Эффективность ремонтно-изоляционных работ АО «ТП» за 2019 по 01.01.2024 гг

№	№ скв	Гор.	Вид ГТМ	Дата ГТМ	Параметры до ГТМ		Параметры после ГТМ		Эффективность	
					Qн, м³/сут	Обв, %	Qн, м³/сут	Обв, %	Qн, м³/сут	Обв, %
1	2100	М-I	РИР, установка ВП	01.05.20	9,4	99	11	99	1	0
2	2558	Ю-III	РИР с двухпакерной компоновкой	05.09.20	0	0	0	0	0	0
3	2287	Ю-II	РИР Ю-2	21.09.21	0	0	9,7	41	9,7	41
4	2377		РИР	08.11.21	0,9	100	4,1	76	3,2	-24
5	2558		РИР	06.04.22					0	0
6	3062		РИР	10.06.22					0	0
7	3051	М-I	РИР, установка ВП	27.07.22	0	100	0	100	0	0
8	2137	Ю-III	РИР Ю-1-2	19.08.22	0	0	1,4	94	1,4	94
9	2315	Ю-III	РИР с двухпакерной компоновкой	29.09.22	1	99	2,1	98	1,1	-1
10	3083	Ю-I-II	РИР Ю-1-2	29.09.22	0	0	3,7	98	3,7	98
11	1042	М-I	РИР с двухпакерной компоновкой	19.09.22	8,4	99	5,6	98	-2,8	-1
12	1049	М-I	РИР М-1	05.12.22	5,4	99	0	100	-5,4	1
13	1033	М-I-II	РИР М-1-2	17.09.22	0	0	1,5	72	1,5	72
14	3047	Ю-III	РИР Ю-3, установка ВП	01.08.22	0	0	2,3	98	2,3	98
15	2152		РИР	02.03.23						
16	2316	М-I-II	Изоляция М-1-2. Дострел М-1.	28.07.23	0	100	1,7	98	1,7	-2
17	3036		Изоляция М-II с ВП. Дострел М-I	02.09.2023	0	100	3,2	95	3,2	-5
18	2152		Изоляция НЭК с 2-х пакерной установкой	27.09.2023	0	100	2,0	99	2,0	-1
19	2171		Изоляция НЭК с помощью двухпакерной компоновки	10.10.2023	0	100	0	100	0	0

Из таблицы видно, что на 6-ти проведенных ремонтно-изоляционных работ наблюдается снижение обводненности и увеличение нефти. Успешность составила 32 %. Учитывая низкую эффективность от данной технологии необходимо комплексный подход и выбор наиболее эффективной технологии.

Так как месторождение Кумколь находится на поздней 4 стадии разработки и на данный момент средняя обводненность по месторождению составляет свыше 98 %, многие технологии по борьбе с водопроявлениями «не работают». В основном для изоляции вышележащих горизонтов, чтобы разрабатывать нижележащие горизонты применяются только механические виды изоляционной технологии. Это двухпакерная компоновка. Эффективность от проделанных работ ГТМ приведены в таблице 6.2.6.

Таблица 6.2.6 – Эффективность ГТМ на скважинах АО «ТП»

№ скв.	Дата	ГТМ	до ГТМ			после ГТМ			Прирост Qн, т/сут
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв, %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв, %	
2131	09.03.21	Перевод на М-1	0	0	0	0,7	27	97,0	0,7
2287	21.09.21	Изол-я Ю-2. Реперф. Дострел	0	0	0	9,7	17	41	9,7
1053	29.05.21	Перевод на Ю-1-2	0	0	0	2,1	195	99,0	2,1
2377	08.11.21	Изол-я. Реперф. Дострел	0,9	210	100	4,1	17	76	3,2
3180	19.06.22	Перевод на Ю-1-2	0	0	0	3,7	216	98,0	3,7
3047	1.08.22	Перевод на М-1	0	0	0	2,4	134	98,0	2,4
2129	24.05.23	Изол-я Ю-1-2. Перф. Перевод на М-1	0	0	0	0	0	0	0
2378	30.07.23	Изол-я Ю-1-2. Перф. Перевод на М-1	0	0	0	0	0	0	0
2384	07.08.23	Изол-я Ю-1. Перевод на М-1 под ППД	0	0	0	0	0	0	0
3047	04.09.23	Дострел М-1. Перевод в ППД	0	0	0	0	0	0	0
2338	04.09.23	Дострел Ю-1. Перевод в ППД	0	0	0	0	0	0	0
2148	16.09.23	Изол-я Ю-2 с ВП. Дострел Ю-1	0	0	100	0	120	100	0
1033	01.10.23	Перевод на Ю-3. Изол-я М-1-2	0	0	0	0,2	73	100	0,2
2380	05.12.23	Перевод в ППД	0	0	0	0	0	0	0
1034	23.12.23	Перевод на Ю-2. Изол-я М-1	0	0	0	7,5	22	65	7,5

Как видно из таблицы успешность проведенных ГТМ составила 53%.

Также на территории АО «ПККР» и АО «ТП» были переведены перфорационные работы. Данные приведены ниже в таблице 6.2.7.

Таблица 6.2.7 – Эффективность перфорационных работ АО «ПККР» и АО «ТП»

№ скв.	Дата	ГТМ	до ГТМ			после ГТМ			Прирост Qн, т/сут
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв, %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АО «ПККР»									
2080	08.05-06.06.23	Дострел	0	0	0	1	50	97	1
5019	06.10-13.10.23	Дострел в рамках проекта поочередной добычи с I-го и II-го объекта	0	0	0	0	0	0	0
4037	07.12-11.12.23	Дострел	0	0	0	0,17	4,03	95,9	0,17
АО «ТП»									
2475	08.03.2021	Дострел Ю-1	3,3	82	96	12,2	79	85	8,9
2274	01.05.2021	Дострел Ю-1	0	0	0	2,9	31	90	2,9
3180	05.09.2021	Дострел Ю-3	0	0	0	0,2	486	100	0,2
415	16.02.2023	Перфорация	0	0	0	4,8	132,1	96,4	4,8
3377	23.02.2023	Перфорация	0	0	0	6,2	178,2	96,5	6,2
3046н	22.04.2023	Перфорация	2,5	54,8	95,4	4,7	94,0	95,0	2,2
2131	25.04.2023	Перфорация	0	0	0				
2393	07.05.2023	Перфорация	0,2	0,9	78,6	1,5	12,4	88,1	1,3
2129	19.05.2023	Перфорация	0	0	0				
2378	19.06.2023	Перфорация	0	0	0	0,1	115,6	99,9	0,1
2266	29.06.2023	Перфорация	0	0	0	13,3	484,4	97,3	13,3
2380	13.07.2023	Перфорация	0	0	0	0,1	87	99,9	0,1
3385	20.07.2023	Перфорация	0	0	0	2,8	82,4	96	2,8
2316	23.07.2023	Перфорация	0	0	0	2,6	93	97	2,6
2378	28.07.2023	Перфорация	0	0	0				

продолжение таблицы 6.2.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
400	01.08.2023	Перфорация							
1073	01.08.2023	Перфорация	0	0	0				
3064	11.08.2023	Перфорация	0	0	0				
2730	14.08.2023	Перфорация	0	0	0	2,0	14,8	86,2	2,0
2733	22.08.2023	Перфорация	0	0	0	0,7	12,7	94,7	0,7
2531	26.08.2023	Перфорация	7,7	181,5	95,8	0,7	38,2	98,3	-7
1064	16.09.2023	Дострел Ю-1-2	0	0	100	0	21	100	0

Как видно из таблицы на контрактной территории АО «ПККР» из трех проведенных работ эффект наблюдается на двух скважинах, что в свою очередь успешность составляет 67%.

На контрактной территории АО «ТП» проведенных перфорационных работ 14 с положительным эффектом, успешность проведенных работ составила 67%. Учитывая хорошую эффективность от данной технологии необходимо продолжить.

В 2021 г. на территории АО «ТП» проводились соляно-кислотные обработки (СКО). Был рассчитан прирост по нефти. Эффективность СКО показана в таблице 6.2.8.

Таблица 6.2.8 – Эффективность СКО скважин АО «ТП»

№ скв.	Дата	до СКО		после СКО		Прирост
		Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Qн, т/сут
2389	03.01.2021	87	1	61	1	0
2143	14.03.2021	17	1	30	1	0
2381	01.04.2021	28	2	30	2	0
1042	14.04.2021	527	9	529	9	0
2381	21.04.2021	28	2	0	0	-2
2725	28.05.2021	50	2	56	3	1
2171	12.06.2021	305	5	310	5	0
2143	05.07.2021	0	0	0	0	0
1082	05.07.2021	20	0	40	1	1
1082	07.07.2021	40	1	45	1	0
2191	19.08.2021	0	0	0	0	0
2345	28.08.2021	0	0	0	0	0
3103	14.09.2021	0	0	0	0	0
1131	03.10.2021	903	19	910	19	0
2386	07.10.2021	0	0	0	0	0
2152	13.11.2021	150	3	410	8	5
2152	15.11.2021	0	0	60	1	1
2191д	16.12.2021	0	0	43	0	0
2191д	28.12.2021	30	0	34	0	0

Данные взяты из данных недропользователя по проведенным ГТМ за 2021 г. Судя по этим данным работы в большинстве безуспешны.

По предоставленным данным от Недропользователя на 01.01.2024 год СКО и ГРП не проводились.

Выравнивание профиля приемистости (ВПП)

За анализируемый период на контрактной территории АО «ПККР» и АО «ТП» на нагнетательных скважинах провели 20 операций по выравниванию профиля приемистости закачкой гелеобразующего состава. В таблице 6.2.9 показаны приемистости до и после ВПП.

Таблица 6.2.9 – Данные проведенных ВПП на нагнетательных скважинах АО «ПККР» и АО «ТП»

№ скв.	Горизонт	ГТМ	Дата	До Qпр, т/сут	После Qпр, т/сут	Прирост, т/сут
АО «ПККР»						
337	Ю-1-2	Выравнивание профиля притока	23.10-07.11.2023	400	200	-200
АО «ТП»						
1257	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	24.05.2020	450	377	-73
21вк	Ю-I-II	Выравнивание профиля приёмистости	21.05.2020	150	176	26
101вк	Ю-I	Выравнивание профиля приёмистости	22.05.2020	235	378	143
1257	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	18.07.2020	92	116	24
1257	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	01.09.2020	116	413	297
2737	Ю-I-II	Выравнивание профиля приёмистости	17.09.2021	155	200	45
2206	Ю-I-II	Выравнивание профиля приёмистости	23.11.2021	700	700	0
1048	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	18.12.2021	300	300	0
2678	Ю-I	Выравнивание профиля приёмистости	26.12.2021	200	200	0
2144	Ю-III	Выравнивание профиля приёмистости	28.12.2021	500	500	0
1102	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	30.12.2021	150	150	0
3074	М-I-II	Выравнивание профиля приёмистости	03.06.2022	Получили аварию во время ТРС (подготовка к ВПП)		
1051	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	10.06.2022	900	950	50
1048	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	06.06.2022	300	310	10
1055	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	01.07.2022	Получили аварию во время ТРС (подготовка к ВПП)		
3051	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	18.11.2022	700	810	110
2737	Ю-I-II	Выравнивание профиля приёмистости	25.12.2022	200	150	-50
1056	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	29.12.2022	680	740	60
2380	М-I	Выравнивание профиля приёмистости	31.12.2023	В безд.	378,1	378,1

Прирост приемистости показал в 10 скважинах из 19. Успешность составляет 53%. В правильной практике для реализации ВПП по определенным критериям выбирается скважина для обработки, определяется круг реагирующих добывающих скважин. Эффективность ВПП должна оцениваться не только по изменению приемистости, но и по изменению параметров работы реагирующих добывающих скважин. При этом важно определять длительность эффекта. Необходимо также усилить контроль за подготовкой скважин к проводимым мероприятиям.

Обработка призабойной зоны (ОПЗ)

На территории АО «ТП» на скв. 27р, 2309 и 1049 проводились ОПЗ. Эффективность показана в таблице 6.2.10.

Таблица 6.2.10 – Данные проведенных ОПЗ на скважинах АО «ТП»

№ скв.	Горизонт	Дата	до ОПЗ			после ОПЗ			Прирост Qн, т/сут
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв, %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв, %	
27р	М-I	16.02.2021	2,5	15	84,0	4,9	18	74	2,4
2309	М-I	12.02.2022	0,6	5	87	1,7	11	85	1,1
1049	М-I	27.12.2022	5,4	440	99	0	0	0	0
1050	Ю-I-II	01.06.2023	0	0	0	1,0	7,0	85	1,0
3377	Ю-I-II	27.02.2023	0	0	0	2,0	177	99	2,0
2603	Ю-I	21.07.2023	0,9	5,0	81	1,6	7,0	78	0,7
2730	Ю-I	19.08.2023	0	3,0	99	1,4	12	88	1,4

Из таблицы видно, что проведенные ОПЗ успешны. Успешность составила 87%.

Также ОПЗ проводились и на водонагнетательных скважинах. Данные показаны в таблицах 6.2.11.

Таблица 6.2.11 – Эффективнсть ОПЗ на водонагнетательных скважинах АО «ТП»

№ скв.	Горизонт	Дата	До Qпр, т/сут	После Qпр, т/сут
2397	Ю-I-II	30.01.2021	0	55
2422	Ю-I-II	03.02.2021	165	273
1092	М-I	10.02.2021	645	906
3072	Ю-III	31.03.2021	286	430
2136	Ю-III	19.04.2021	311	559,5
2504	Ю-I-II	21.04.2021	200	249,6
1298	М-I	22.05.2021	460	635,9
2263д	Ю-I-II	22.05.2021	250	691,9
2188	Ю-III	17.06.2021	500	513,5
2194	Ю-I	20.06.2021	210	441
1056	М-I	23.07.2021	533	700
2504	Ю-I-II	16.07.2021	200	249,6
2174	Ю-III	18.08.2021	345	437
2408	Ю-III	21.08.2021	325	438,3
2194	Ю-I	24.08.2021	210	441
2202	Ю-I	29.09.2021	65	40
1075	М-I	26.10.2021	10	60
2199	Ю-I	01.11.2021	0	500
2133	Ю-I-II	11.11.2021	450	450
25р	Ю-I	20.12.2021	149,9	400
2198	Ю-I-II	21.12.2021	645	800
2222	М-I	21.12.2021	457,5	550
2375	Ю-I-II	12.02.2022	0	400
2с	Ю-I-II	20.03.2022	220	0
2584	М-I	15.04.2022	550	550
3090	Ю-III	19.04.2022	265	300
2737	Ю-I-II	20.04.2022	60	200
2701	Ю-I	21.04.2022	0	50
2363	М-I	26.04.2022	0	100
1089	М-I-II	07.05.2022	215	260
2144	Ю-III	07.05.2022	500	500
3099	Ю-III	26.05.2022	350	500
1051	М-I-II	26.05.2022	350	500
1040	М-I-II	28.05.2022	750	900
1046	Ю-I-II	03.06.2022	400	500
1072	М-I-II	03.06.2022	400	500
1089	М-I-II	01.07.2022	130	260
2286	Ю-I-II	02.07.2022	0	100

№ скв.	Горизонт	Дата	До Qпр, т/сут	После Qпр, т/сут
2213	М-I	10.07.2022	450	500
2504	Ю-I-II	10.07.2022	15	250
1055	М-I	30.08.2022	750	750
2407	Ю-I-II	05.08.2022	0	150
2111	М-II	26.09.2022	250	800
1029	М-II	26.09.2022	600	700
1075	Ю-III	16.10.2022	300	600
2701	Ю-I	15.10.2022	4	50
2504	Ю-I-II	13.11.2022	2	250
2286	Ю-I-II	13.11.2022	22	100
2719	Ю-I	13.11.2022	1	50
3074	М-I	10.12.2022	190	500
1046	Ю-I-II	22.12.2022	190	500
2363	М-I	27.02.2023	0	100,9
2294	М-II	27.02.2023	276,8	542,4
2175	Ю-III	25.03.2023	455,7	279,3
2305	М-I	16.04.2023	444,3	719,
2504	Ю-I-II	15.04.2023	49,6	33,5
2511	М-II	08.04.2023	0	388,1
2241	М-I-II	15.05.2023	411,6	378,6
2742	Ю-I	09.06.2023	3,6	32,7
1298	М-I-II	09.06.2023	500,3	458,2
2200	Ю-I	08.09.2023	0	947,2

Прирост приемистости наблюдается на 51 скважине. Успешность составила 84 %. При применении любого из методов интенсификации необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков. Для выбора наиболее эффективных методов и экономически выгодных реагентов различного назначения, а также их необходимого количества необходимо проведение специальных комплексных лабораторных исследований.

Выводы и рекомендации

Для восстановления и увеличения проницаемости призабойной зоны скважин, регулярно проводятся соответствующие геолого-технические мероприятия (химические, физические и механические методы воздействия на ПЗС) по очистке призабойной зоны скважин.

Для обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритока и поддержания планируемых уровней добычи нефти необходимо проведение лабораторных исследований по поиску изолирующих композиций и активное внедрение новых составов и технологий, направленных на снижение обводненности добываемой продукции и регулированию закачки воды в водонагнетательных скважинах.

При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков. Выбор наиболее эффективных реагентов различного

назначения, а также их необходимое количество должен осуществляться на основе результатов предварительных комплексных лабораторных исследований.

Как было выше сказано, при проведении ВВП рекомендуется вести расчет не только нагнетательных, но и реагирующих добывающих скважин. В правильной практике для реализации ВПП по определенным критериям выбирается скважина для обработки, определяется круг реагирующих добывающих скважин. Эффективность ВПП должна оцениваться не только по изменению приемистости, но и по изменению параметров работы реагирующих добывающих скважин. При этом важно определять длительность эффекта. Все вышесказанные анализы предоставляются недропользователю подрядной организацией выполнявшие работы.

Все мероприятия по увеличению или восстановлению производительности скважин необходимо продолжать при обязательном научном сопровождении, включающем подбор скважин-кандидатов с анализом режима работы скважин, анализ рабочих планов ГТМ, осуществление мониторинга за работой скважин после обработок.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Месторождение Кумколь разрабатывается двумя недропользователями – АО «Тургай-Петролеум» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». На протяжении ряда лет система сбора и подготовки добываемой продукции проводилась на единых для всего месторождения объектах. Однако, начиная с 2006 г, когда на территории АО Тургай-Петролеум была обустроена и введена в эксплуатацию самостоятельная установка подготовки нефти УППН, система сбора и подготовки нефти различных контрактных территорий носит индивидуальный характер.

6.3.1 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин месторождения Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

В настоящее время на территории АО ПККР месторождения Кумколь обустроена развитая система внутрипромыслового сбора нефти, включающая 25 замерных установок (ЗУ), 16 групповых установок (ГУ), несколько мини установок предварительного сброса пластовой воды (миниУПСВ), 2 крупные установки УПСВ-1,2, нефтесборных и газосборных коллекторов с последующей транспортировкой частично дегазированной нефтегазовой смеси на подготовку на ЦКППН, транспортировкой газа сепарации на ЦУГ, а также подготовкой и закачкой пластовой воды в систему ППД, расположенные на территории месторождения Кумколь.

Нефтегазовая смесь от отдаленных добывающих скважин месторождения Кумколь с давлением 0,45 МПа и температурой 25,5 ºС по индивидуальным выкидным линиям поступает на замерные установки (ЗУ), где осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции на установке типа «Спутник». Далее, нефтегазовая смесь от ЗУ направляется на соответствующие групповые установки (ГУ).

На ГУ производится поскважинный замер дебитов на установке типа “Спутник», первая ступень сепарации, подогрев нефти и после замера объема нефти и выделившегося попутного газа их раздельный транспорт по самостоятельным трубопроводам на объекты подготовки.

В настоящее время Юго-Восточная часть месторождения Кумколь отнесена к месторождению Кумколь (Протокол №2219-20-У ГКЗ РК от 07.10.2020г.).

Внутрипромысловый сбор добываемой продукции со скважин Юго-Восточной части месторождения Кумколь осуществляется по герметизированной системе, которая подключена к групповой установке ГУ-18 месторождения Кумколь, где происходит

объединение с добываемой продукцией месторождения Кумколь и далее осуществляется совместная подготовка.

Подача нефтегазовой смеси с ГУ на УПСВ осуществляется по следующим схемам:

- с ГУ-1, 2, 3 поступает на УПСВ-1;
- с ГУ-8, 9, 12, 13, 18, 19, 20, 21,22 поступает на УПСВ-2;
- с ГУ-4 поступает на мини УПСВ-4;
- с ГУ-14 поступает на мини УПСВ-14;
- с ГУ-23 и 24 поступает на мини УПСВ-24, с ГУ-23 частично поступает на УПСВ-2 (есть в промежутке регулируемая задвижка, для распределения жидкости на УПСВ-2 и миниУПСВ-24).

На мини УПСВ производится посскважинный замер дебитов на установке типа “Спутник», первая и вторая ступень сепарации, подогрев нефти и после замера нефти, газа, воды их раздельный транспорт по самостоятельным трубопроводам на объекты подготовки.

На УПСВ-1,2 производится вторая ступень сепарации, после замера нефти, газа, воды их раздельный транспорт по самостоятельным трубопроводам на объекты подготовки.

Все коллектора от ГУ и УПСВ до основных нефтесборных коллекторов имеют перемычки, обеспечивающие гибкость производства и позволяющие при необходимости переключить ГУ с одного нефтесборного коллектора на другой.

Для обеспечения надежности производства и возможности сброса на факел продуктов опорожнения с аппаратов и трубопроводов во время технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, а также при аварийных сбросах, все объекты сбора ГУ и УПСВ оснащены индивидуальными факельными системами.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ направляется в газовый сепаратор для отделения от капельной жидкости. Основной поток газа используется на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева нефти установленных на ГУ и близлежащих ЗУ, а остальная часть газа по газовому коллектору направляется на подготовку в ЦУГ месторождения Кумколь.

Подача нефти на подготовку на ЦКППН месторождения Кумколь осуществляется по трем межпромысловым коллекторам:

- коллектор №1 - старый нефтяной коллектор (подключены УПСВ-1 и мини УПСВ-14);
- коллектор №2 - новый нефтяной коллектор (подключены мини УПСВ-4, мини УПСВ-24 и УПСВ -2);
- коллектор№3 - новый газовый коллектор, переведенный на нефтяной коллектор

(часть коллектора используется для поступления жидкости с ГУ-8, 9, 12, 13, 18, 19, 20, 21, 22 на вход УПСВ-2).

Для повышения эффективности процесса деэмульсации на объектах АО «Петро-Казахстан Кумколь Ресорсиз» применяются Демульгаторы типа YH-11 компаний Хуа Ю Интернейшнл с удельным расходом 40-60 г/т.

Точки подачи:

- на вход трехфазного сепаратора УПСВ-1,УПСВ-2, УПСВ-4,УПСВ-24, УПСВ –ЮК;
- на вход ЦКППН м/р Кумколь.

Начиная с сентября 2023 г. в связи с высокой обводненностью и оптимизацией расходов подается только на вход ЦКППН м/р Кумколь.

Подготовка и реализация на производственных объектах добываемой продукции включает в себя два производственных комплекса по подготовке нефти и газа:

- Цех комплексной подготовки и перекачки нефти (ЦКППН);
- Цех утилизации газа (ЦУГ).

Принципиальная технологическая схема подготовки нефти на ЦКППН включает дегазацию, обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти до товарных норм. При подготовке нефти от нее отделяется пластовая вода, которая после очистки и подготовки через систему ППД закачивается в продуктивные пласты месторождений для поддержания пластового давления.

Общая производительность ЦКППН составляет:

- по жидкости (нефть и вода) - 10,4 млн.т/год;
- по нефти - 7,6 млн.т/год;
- по воде - 2,8 млн.т/год.

Производственная площадка ЦУГ расположена рядом с центральным пунктом сбора и подготовки нефти (ЦКППН). Технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа на ЦУГ включает в себя сепарацию, осушку и компримирования газа. Добываемый газ после подготовки используется на собственные нужды в качестве топлива в ЦКППН и для выработки электроэнергии. Пять газотурбинных установок, три из которых мощностью по 18,5 МВт и две по 25 МВт, вырабатывают суммарно до 105,5 МВт электроэнергии.

Для обеспечения надежности производства и возможности сброса на факел продуктов опорожнения с аппаратов и трубопроводов во время технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, а также при аварийных сбросах, ЦКППН и ЦУГ оснащены индивидуальной факельной системой.

В рамках данного документа рассматриваются два варианта разработки, различающихся размещением и количеством добывающих скважин, назначением и производительностью нагнетательной системы.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Учитывая профили добычи нефти и газа по всем рассматриваемым вариантам, существующих мощностей по подготовке нефти и газа будет достаточно и дополнительного расширения производства не требуется. Производственных мощностей по использованию попутного газа также достаточно и газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Технологические потери нефти

Для учета изменений в системе сбора и подготовки нефти месторождения Кумколь в 2020 году была выполнена работа «Разработка нормативов технологических потерь нефти и газа на месторождениях АО «ПККР»».

В данной работе проанализирована существующая система добычи, сбора, транспортировки и первичной подготовки добываемой продукции на месторождении Кумколь и выявлены возможные источники технологических потерь нефти.

Для оценки технологических потерь нефти в холодный и теплый периоды года проведен комплекс лабораторных исследований, охватывающий все источники потерь нефти на промысле.

Определение технологических потерь нефти выполнены в соответствии с СТ АО 970940000588-02-2010 «Разработка норматива технологических потерь нефти и конденсата».

Норматив технологических потерь нефти по источникам за исследуемый период представлен в таблице 6.3.1

Таблица 6.3.1 – Обобщенные технологические потери нефти по месторождению Кумколь контрактной территории АО «ПККР»

Наименование технологических потерь нефти	Уровень технологических потерь, %		
	теплый период	холодный период	среднегодовые
Потери от испарения при подготовке, в т.ч.:			
Потери от испарения при сборе и первичной сепарации на ГУ	0,1889816	0,1837072	0,1872235
Потери от испарения при подготовке на УПСВ	0,2042245	0,1749942	0,1944811
Потери от испарения при подготовке на ЦППН Кумколь	0,3122554	0,3064055	0,3103055
Потери от испарения при транспортировке, в т.ч.:			
Потери от испарения при транспортировке по нефтепроводу ЦППН Кумколь - СИКН (узел учета нефти)	0,0125713	0,0071973	0,0107800
ИТОГО потери от испарения:	**0,7180329**	**0,6723042**	**0,7027900**
Потери нефти за счет уноса со сточной водой			**0,1321**
Потери нефти за счет уноса капельной жидкости попутным газом			**0,00002945**
Общие			**0,83491955**

Технологические потери газа

Нормативы технологических потерь по газу разрабатываются и уточняются периодически на протяжении всего периода эксплуатации месторождения с учётом изменений технологических процессов системы сбора и подготовки, добываемой продукции.

Ранее нормативы технологических потерь попутного газа на месторождении Кумколь АО «ПККР» были разработаны в 2013 г. В связи с изменениями и дополнениями в технологических процессах сбора и подготовки добываемой продукции в 2020 году была выполнена работа «Разработка нормативов технологических потерь нефти и газа на месторождениях АО «ПККР»».

Для оценки технологических потерь попутного газа выявлены представительные участки и в соответствии с нормативными документами РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании» выполнены расчеты технологических потерь попутного газа на промысловых и производственных объектах.

Суммарные технологические потери попутного газа на месторождении Кумколь АО «ПККР» представлены в таблице 6.3.2.

Таблица 6.3.2- Суммарные технологические потери газа

Наименование	Потери газа, м^3/год			Итого
	Неплотности соединений и уплотнений запорно-регулирующей арматуры	Из линейных частей газопровода	Через уплотнения вала компрессора	
Месторождение Кумколь	25 862,22	1 421,82	8 157,06	35441,10
ЦУГ Кумколь	36 910,96	40 595, 44	28 561,29	106 037,68
ЦКППН Кумколь	41 207,69	1 721,68	2 892,28	45 821,65
Итого				**187300,43**

В дальнейшем рассчитанный уровень тех. потерь газа может использоваться для определения объема потерь газа с учетом запланированных объемов добычи газа, составления балансов газа и подлежит корректировке в случае осуществлении ввода в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования и изменении основного технологического процесса.

В настоящее время в связи с изменениями и дополнениями в технологических процессах сбора и подготовки добываемой продукции на месторождениях АО «ПККР» выполняется отчет «Разработка нормативов технологических потерь газа на месторождениях АО «ПККР».

6.3.3 Анализ действующей системы сбора и промысловой подготовки продукции скважин месторождения Кумколь АО «Тургай-Петролеум"

Система внутрипромыслового сбора нефти на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» включает в себя такие основные объекты, как замерные установки (ЗУ), групповые установки (ГУ), дожимные наносные станции (ДНС), установка предварительного сброса воды (УПСВ), установка подготовки и перекачки нефти (УППН), нефтепровод УППН АО «Тургай-Петролеум»-Камера приема очистного устройства (КПОУ) Кумколь.

Газожидкостная смесь под устьевым давлением со скважин поступает по выкидным линиям на ЗУ и ГУ, проходит посскважинный замер на автоматических установках типа «Спутник АГЗУ» и направляются на ближайшую УПСВ. Для разгрузки УППН на месторождении Кумколь функционируют УПСВ-2, 3, 4 ,5.

Подача нефтегазовой смеси с ГУ на УПСВ осуществляется по следующим схемам:

- с ГУ-25, 26, 27 поступает на УПСВ-2 (расположена в районе ГУ-25);
- с ГУ- 28, 29 поступает на УПСВ-3 (расположена в районе ГУ-28);
- с ГУ-31,32,33,34,35,36,37 поступает на УПСВ-4 (расположена в районе ГУ-33);

- с ГУ-38 поступает УППН;

Помимо ЗУ и ГУ газожидкостная смесь со скважин поступает по выкидным линиям на ДНС, где производится посскважинный замер на установке типа «Спутник АГЗУ» и далее откачивается на УПСВ.

Подача нефтегазовой смеси с ДНС на УПСВ осуществляется по следующим схемам:

- с ДНС-30 поступает на УПСВ-3;
- с ДНС-37,39 поступает на УПСВ-4;
- с ДНС- 41,42,43,44,45 поступает на УПСВ-5 (расположена в районе ДНС-42);
- с ДНС-40, ВК поступает на УППН;

Газожидкостная смесь, поступившая с ЗУ, ГУ и ДНС на УПСВ, проходит первую ступень сепарации (отделение газа от добытой жидкости), после чего жидкость направляется для подогрева на печь трубчатую блочную (ПТБ-10) и далее поступает в сепаратор, где происходит отделение нефти от воды. Отделенная нефть со всех УПСВ, а также не прошедшую первую ступень сепарации газожидкостная смесь с ДНС-ВК, ДНС-40 и ГУ-38 откачивается в систему нефтесбора на УППН для подготовки нефти до товарной кондиции и транспортировки в трубопроводную систему АО «КазТрансОйл».

Установка подготовки и перекачки нефти (УППН)

Технологическая схема подготовки нефти на УППН месторождения Кумколь включает дегазацию, обезвоживание и стабилизацию нефти до товарных норм. При подготовке нефти от нее отделяется пластовая вода, которая после очистки и подготовки через систему ППД закачивается в продуктивные пласты месторождений для поддержания пластового давления.

На подготовку на УППН поступают следующие потоки:

-нефтегазовая смесь от ДНС-40, ГУ-38, ВК;

-дегазированная нефть от УПСВ-2,3,4,5.

В осенне-зимний период вся сдаваемая товарная нефть подогревается до температуры 55 °С в печах подогрева нефти и обрабатываться депрессорной присадкой.

Также в этот в период для снижения температуры застывания и вязкости товарной нефти в резервуарном парке для подогрева нефти предусмотрен путевой подогреватель.

Для повышения эффективности процесса деэмульсации на объектах АО Тургай-Петролеум применяется деэмульгатор Флэк Д012К. Точки подачи: УПСВ-2, УПСВ-3, УПСВ-4, УПСВ-5 и УППН. Дозировка составляет по УПСВ-2 – 30 г/т, УПСВ-3 – 30,2 г/т, по УПСВ-4 – 30 г/т, по УПСВ-5 – 30,3 г/т и по УППН – 33,9 г/т.

Отделившаяся вода используется в системе поддержания пластового давления (ППД). Закачка сточной и технической воды в пласт осуществляется с помощью блочных кустовых насосных станций (БКНС-2, 2А, 3А, 3Б, 3В, 4, 6, 7).

Выделившийся после сепарации на УПСВ и УППН газ используется на печах подогрева нефти и затем подается в общую газосборную систему для дальнейшей транспортировки на газотурбинную установку (ГТУ) для выработки электроэнергии на собственные нужды промысла. ГТУ Кумколь была введена в эксплуатацию совместно с АО «ПККР» и находится на м/р Кумколь Контрактной территории АО «ПККР».

Действующая газосборная система представляет собой систему газосборных коллекторов от УПСВ до УКПГ, УПСВ до УППН, УППН до УКПГ, УППН до ГТУ, УКПГ до ГТУ. В газосборную систему на месторождении Кумколь входят газокомпрессорная станция (ГКС) для подачи газа от УППН и УПСВ-5 на УКПГ или ГТУ, бустерные компрессорные станции БКС-1 для подачи газа от УПСВ-4 на УКПГ и БКС-2 для подачи газа после концевой сепарационной установки (КСУ) с УППН на УКПГ или ГТУ. Газокомпрессорная станция предназначена для транспортировки по трубопроводу сжатого сырого газа (после сепарации) от системы газосбора контрактной территории месторождения Кумколь АО «Тургай–Петролеум» до центрального пункта сбора для дальнейшего использования. Газ от УППН и УПСВ по коллектору поступает в входной сепаратор-каплеуловитель и в сетчатый газосепаратор ГС-303, где происходит разделение газового потока на газ и конденсат, далее газ поступает в ГКС для транспортировки до газотурбинной установки (ГТУ).

БКС-1 предназначена для транспортировки сырого газа после первой и второй ступени сепарации до ГКС. БКС-2 установлена на УППН и предназначена для компримирования газа низкого давления образующегося на последней ступени сепарации нефти на КСУ. Концевая сепарационная установка (КСУ) предназначена для окончательной дегазации нефти при давлении 0,1-0,4 кгс/см². Уровень нефти в КСУ поддерживается клапаном на линии отвода нефти из КСУ по сигналам от уровнемера. Сепарация в КСУ осуществляется при давлении близком к атмосферному Р=0,105 кг/см². Нефть после КСУ самотеком поступает в технологические резервуары резервуарного парка нефти РВС-5000. Отвод «жирного» газа из КСУ осуществляется по газовой линии через задвижку системы охлаждения газопровода, далее через сепаратор-каплеуловитель направляется в БКС-2 для дальнейшей утилизации на ГТУ для выработки электроэнергии. Часть «жирного» газа подается на факел для дежурной горелки (в факельной установке должно постоянно гореть дежурное пламя, которым в любой момент можно поджечь газовую смесь, поступающую на факел). Давление газа в КСУ поддерживается клапаном. При повышения давлении в КСУ

выше Р=0,4 кгс/см² и при аварийной ситуации при невозможности подачи газа на компрессор, весь газ подается в факельный коллектор низкого давления через задвижку и клапан-регулятор давления. БКС-2 предназначена для транспортировки по трубопроводу сжатого сырого газа (после сепарации) от КСУ контрактной территории месторождения Кумколь АО «Тургай–Петролеум».

Для решения вопроса полной утилизации попутного газа компанией АО «Тургай-Петролеум» в 2009 году была введена в эксплуатацию установка по комплексной подготовке попутного газа (УКПГ) с максимальной производительностью 180 млн.м^3/год топливного газа.

С ноября 2015 года УКПГ находится в консервации (не работает), в связи с уменьшением ресурсов попутного газа. При этом весь оставшийся попутный газ, после использования на собственные нужды промысла (печи подогрева нефти, котельные и водогрейные установки), поступает на ГКС и далее направляется на ГТУ Кумколь для выработки электроэнергии.

Согласно требованиям в области промышленной безопасности на все объекты должны быть разработаны Технологические регламенты. В настоящее время на все основные объекты (ГУ, ДНС, УПСВ, УППН, ППСН, БКНС, ГКС, БКС, растворно-солевой узел (РСУ), нефтепровод УППН АО «Тургай-Петролеум» - Камера приема очистного устройства (КПОУ) Кумколь) разработаны Технологические регламенты. Нефтегазодобывающие предприятия несут полную ответственность за обеспечение надежности, технической и экологической безопасности объекта. Технологический регламент разрабатывается проектной организацией и пересматривается после реконструкции и изменении объектов в части технологии и аппаратурного оформлении.

В рамках данного документа рассматриваются два варианта разработки, различающихся размещением и количеством добывающих скважин, назначением и производительностью нагнетательной системы, ввод новых скважин не ожидается.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Учитывая профили добычи нефти и газа по всем рассматриваемым вариантам, существующих мощностей по подготовке нефти и газа будет достаточно и дополнительного расширения производства не требуется. Производственных мощностей по использованию попутного газа также достаточно и газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Технологические потери нефти

Для учета изменений в системе сбора и подготовки нефти месторождения Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» в 2014 году была выполнена работа «Уточнение нормативов технологических потерь нефти месторождения Кумколь АО «Тургай-Петролеум»».

В данной работе проанализирована существующая система добычи, сбора, транспортировки и первичной подготовки добываемой продукции на месторождении Кумколь и выявлены возможные источники технологических потерь нефти.

Для оценки технологических потерь нефти в холодный и теплый периоды года проведен комплекс лабораторных исследований, охватывающий все источники потерь нефти на промысле.

Определение технологических потерь нефти выполнены в соответствии с СТ АО 970940000588-02-2010 «Разработка норматива технологических потерь нефти и конденсата».

Уровень технологических потерь нефти по источникам представлен в таблице 6.3.3.

Таблица 6.3.3 – Технологические потери нефти по источникам на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум»

Наименование технологических потерь нефти	**Уровень технологических потерь нефти, % от добычи нефти за 2014 г.**
Потери при сборе:	
- потери на ДНС	0,0802289
- потери на ГУ	
- потери на УПСВ-2	0,00344227
- потери на УПСВ-3	
- потери на УПСВ-5	
- потери на УПСВ-4	
Потери при подготовке нефти от испарения на УППН:	
- потери на УППН	0,0807726
- потери за счет уноса газом при сепарации на УППН	0,27482
- потери за счет уноса сточной водой	0,1216171
Общие	**0,5608809**

В дальнейшем уточнение норматива технологических потерь нефти должно проводиться в зависимости от ввода в фонд новых скважин, дополнительного оборудования и промысловых объектов.

Технологические потери газа

Нормативы технологических потерь по газу разрабатываются и уточняются периодически на протяжении всего периода эксплуатации месторождения с учётом изменений технологических процессов системы сбора и подготовки, добываемой продукции.

Ранее нормативы технологических потерь попутного газа на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» были разработаны в 2009 г. В связи с изменениями и дополнениями в технологических процессах сбора и подготовки добываемой продукции в 2019 году была выполнена работа «Определение технологических потерь попутного газа на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум»».

Для оценки технологических потерь попутного газа выявлены представительные участки и в соответствии с нормативными документами РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании» выполнены расчеты технологических потерь попутного газа на промысловых и производственных объектах.

Суммарные технологические потери попутного газа на месторождении Кумколь АО «Тургай-Петролеум» с учетом действующей технологии составят 22304,52 м^3/год.

Суммарные технологические потери попутного газа на месторождении Кумколь АО «Тургай-Петролеум» представлены в таблице 6.3.4.

Таблица 6.3.4- Суммарные технологические потери газа

Наименование основных технологических потерь газа	Потери газа, м^3/год			Итого
	Неплотности соединений и уплотнений ЗРА	Из линейных частей газопровода	Через уплотнения вала компрессора	
УПСВ-2	1167,78	401,48	-	1569,27
УПСВ-3	661,74	316,85	-	978,59
УПСВ-4	2570,21	290,27	-	2860,48
УПСВ-5	506,04	481,50	-	987,54
УППН	1089,93	969,49	-	2059,42
БКС-2	1,35	1259,92	1551,57	2813,15
ГКС	3659,06	243,61	1551,87	5454,54
Межпромысловый газопровод «ГКС-ГТУ»	2724,83	2856,69	-	5581,52
Всего	**12380,96**	**9819,81**	**3103,74**	**22304,52**

В дальнейшем рассчитанный уровень тех. потерь газа может использоваться для определения объема потерь газа с учетом запланированных объемов добычи газа, составления балансов газа и подлежит корректировке в случае осуществлении ввода в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования и изменении основного технологического процесса.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

6.4.1 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа месторождения Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

По вопросу утилизации газа, в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК, недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду, обязаны разрабатывать, по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме, программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

АО «ПККР» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а именно:

- «Программа утилизации попутного газа месторождений АО «ПККР», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой (Протокол № 5/1 РГ МЭМР РК 15.06.2006г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» с технико-экономическим обоснованием ее реализации» (Протокол №3 РГ МНГ РК от 24 ноября 2011г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» на период 2015-2017гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 9 октября 2014 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО ««ПККР» на период 2015-2017гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 10.07.2015г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» на период 2015-2017гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 18.08.2016г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ07VCR00000622 от 04.10.2016г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» на 2018-2020гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 27.10.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ46VCR00000793 от 22.12.2017г.).
- «Корректировка Программы развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР»на 2018-2020гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 19 октября 2018 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ91VCR00000953 от 27.11.2018г.).

- «Программы развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» на 2018-2020гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 13.09.2019г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ87VPC00011012 от 30.10.2019г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО «ПККР» на 2021-2023гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 17.07. 2020 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ09VPC00013095 от 14.08.2020г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО ««ПККР» на 2021-2023гг.» с технологическими показателями на 2022-2023 гг. (Протокол №6 РГ МЭ РК от 16.06.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ47VPC00015515 от 02.08.2021г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО «ПККР» на 2021-2023гг.» с технологическими показателями на 2022-2023 гг. (Протокол №5 РГ МЭ РК от 24.12.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ47VPC00015515 от 02.08.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ80VPC00018025 от 19.08.2022г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ94VPC00019713 от 03.04.2023г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО «ПККР» на период 2024-2026гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 18.08.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ63VPC00021629 от 16.11.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ34VPC00024770 от 25.11.2024г.)

За период разработки месторождения Кумколь были введены в эксплуатацию нижеследующие объекты утилизации газа:

- Газовая турбинная электростанция (ГТУ) мощностью 105 МВт и объемом потребления газа до 480 тыс. $м^3$ в сутки совместно с территории АО «ПККР» и АО «ТП».
- Система компрессоров для закачки газа в пласт, в данную систему вошли газонагнетательный компрессор «Гоновер» проектной мощностью 140,0 тыс. $м^3$/сут и два бустерных компрессора «Пропак».
- На месторождений Кумколь (АО «ПККР») имеются 6 участков сбора и транспортировки газа с полевыми компрессорами откачки газа до объекта утилизации газа ГТУ Кумколь (АО «ПККР»).
- Трубопроводная система сбора газа, которая позволила подключить к объектам использования газа промысловые объекты месторождений вокруг Кумколь.

В 2011 году АО «ПККР» совместно с АО «ТП» с долевым участием 50 % на 50 % ввели в эксплуатацию 2 дополнительные газотурбинные установки мощностью 25 МВт каждая в рамках проекта по расширению существующей ГТЭС Кумколь.

Центральная установка газа (ЦУГ) ГТУ расположена рядом с центральным пунктом сбора и подготовки нефти (ЦКППН) месторождения Кумколь. Технологическая схема производства предусматривает сбор и подачу газа с производственных объектов близлежащих месторождений АО «ПККР» и АО «ТП». Выработанная электроэнергия используется на производственно-хозяйственные нужды месторождений АО «ПККР» и АО «ТП».

Эксплуатация вышеуказанных объектов позволяет обеспечивать требования по утилизации газа добываемого на месторождений Кумколь.

В настоящее время на месторождении Кумколь сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Кумколь приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии.

В таблице 6.4.1.1 представлена динамика изменения объемов переработки/утилизации сырого газа на период 2021-2026 гг.

Таблица 6.4.1.1 – Баланс добычи и распределения сырого газа на период 2021-2025 гг.

№ п/п	Показатели	Годы							
		2022		2023		2024		2025	2026
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	прогноз	прогноз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Добыча сырого газа, млн.м^3	26,1	13,23	11,3	11,66	9,48	8,677	12,2	6,806
2	Объем газа, потреб на собств тех нужды и для выработки электроэнергии, млн.м^3	25,43	13,04	10,77	11,36	9,156	8,517	11,923	6,576
3	Тех.потери газа, млн.м^3	0,187300	0,061315	0,187300	0,014745	0,030	0,030	0,050	0,03
4	Объем тех неизбежного сжигания газа, млн.м^3	0,482	0,123	0,334	0,2800	0,294	0,130	0,227	0,2

6.4.2 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа месторождения Кумколь АО «Тургай-Петролеум"

По вопросу утилизации газа, в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК, недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду, обязаны разрабатывать, по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме, программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

АО «ТП» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по перераработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а именно:

- «Программа утилизации попутного газа месторождений АО «ТП», Рабочей группой (Протокол № 5/2 РК МЭМР РК от 15.06.2006г.).
- «Отчеты о выполнении Программы утилизации газа... » (Протокол № 5/1 от 17.10.2007г., Протокол № 1 от 22.10. 2008 г., Протокол №1 от 15.05. 2009 г., Протокол №5 от 02.07. 2009 г., Протокол №1 от 116.06. 2010 г., Протокол №2 от 21.07. 2010 г., Протокол №1 от 09.12. 2010 г., Протокол №5 от 29.03. 2011 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождений АО «ТП» (Протокол №4 РГ МНГ РК от 28 октября 2011 года).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на период 2014-2016гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 1 октября 2013г.).
- «Корректировка Программы развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на период 2014-2016гг.»(Протокол №7 РГ МЭ РК от 18 сентября 2014 г.).
- «Корректировка Программы развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на период 2014-2016гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 12 июня 2015г.).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на 2017-2019гг.» и утверждена РГ МЭ РК (Протокол №7 от 18 августа 2016 года, Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ72VCR00000616 от 20.09.2016г.).
- «Программы развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на 2017-2019гг.» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 04.08.17г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ22VCR00000740 от 19.09.2017г.)
- «Корректировка программы развития переработки попутного газа месторождения

Кумколь на 2017-2019гг.» (Протокол №10 РГ МЭ РК от 14 сентября 2018 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ65VCR00000936 от 06.11.2018 г.).

- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2020-2022 гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 08.08.19 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ30VPC00010971 от 24.10.2019 г.).
- «Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2020-2022 гг.» (Протокол №6 РГ МЭ РК от 13.08.20 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ15VPC00013957 от 14.12.2020г.).
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2020-2022 гг.» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 13.10.21 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ27VPC00016263 от 29.10.2021г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2023-2025 гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 22.07.22г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ07VPC00018078 от 31.08.2022г.).
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2023-2025 гг.» на период с 01.08.2023 г. по 30.06.2024 г. (Протокол №1 РГ МЭ РК от 28.07.23 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ49VPC00020814 от 24.08.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ19VPC00021063 от 27.09.2023г.).
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2023-2025 гг.» на период с 01.07.2024 г. по 31.12.2024 г. (Протокол №7 РГ МЭ РК от 15.12.23 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ13VPC00022335 от 20.02.2024 г.).
- «Корректировка№3 Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2023-2025 гг.» на 2025 год. (Протокол №23/7 РГ МЭ РК от 01.11.24 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ24VPC00024271 от 15.10.2024 г.).

Для решения вопроса полной утилизации попутного газа компанией АО «ТП» была введена в эксплуатацию установка по комплексной подготовке попутного газа (УКПГ) с максимальной производительностью 180 млн.м^3/год топливного газа. С ноября 2015 года УКПГ находится в консервации (не работает), в связи с уменьшением ресурсов попутного газа. При этом весь оставшийся попутный газ, после использования на собственные нужды

промысла (печи подогрева нефти, котельные и водогрейные установки) направляется для выработки электроэнергии на ГТУ 55 МВт, обустроенной в 2004 г. совместно компаниями АО «ТП» и АО «ПККР» (с долевым участием 50:50) вблизи ЦППН м. Кумколь АО «ПККР».

В 2011 году АО «ТП» совместно с АО «ПККР» с долевым участием 50 % на 50 % ввели в эксплуатацию 2 дополнительные газотурбинные установки мощностью 25 МВт каждая в рамках проекта по расширению существующей ГТУ Кумколь. С вводом 2-х дополнительных ГТУ в эксплуатацию в 2011 году АО «ТП» полностью завершило реализацию утвержденной Программы полной утилизации попутного газа на м/р Кумколь. Весь объем выработанной электроэнергии используется на производственно-хозяйственные нужды месторождений АО «ТП» и АО «ПККР».

В настоящее время на месторождении Кумколь сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Кумколь приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии.

В таблице 6.4.1.2 представлена динамика изменения объемов переработки/утилизации сырого газа на период 2022-2026 гг.

Таблица 6.4.1.2 – Баланс добычи и распределения сырого газа на период 2021-2025 гг.

№ п/п	Показатели	Годы							
		2022		2023		2024		2025	2026
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	прогноз	прогноз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Добыча сырого газа, млн.м^3	25,284	27,858	28,430	30,9379	27,047	25,171	19,999	23,272
2	Объем газа, потреб на собств тех нужды и для выработки электроэнергии, млн.м^3	25,011	27,82	28,175	30,756583	26,83132	24,962	19,778695	23,051

Продолжение таблицы 6.4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Тех.потери газа, млн.м^3	0	0	0,022265	0,022265	0,022305	0,022305	0,022305	0,022305
4	Объем тех неизбежного сжигания газа, млн.м^3	0,273	0,038	С 01.01.2023 -31.12.2023 - 0,1106388; С 25.08.2023- 31.12.2023 - 0,121647.	0,159052	С 01.01.2024- 30.06.2024 - 0,098391; С 01.07.2024.- 31.12.2024 – 0,094984.	0,186	0,198	0,198

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

На месторождении Кумколь для поддержания пластового давления (ППД) применяют законтурное и внутриконтурное заводнение путем закачки воды.

Территория АО «ПККР»

В качестве рабочего агента применяется сточная нефтепромысловая вода, образующаяся при расслоении водонефтяной эмульсии в ЦППН и УПСВ.

Блочная кустовая насосная станция (БКНС-1) состоит из 4-х насосных агрегатов типа ЦНС-180-1050 производительностью 180 $м^3$/ч, давление на выходе-105 $кгс/см^2$.

Отстойник предназначен для предварительной очистки воды от мехпримесей и песка и сброса их в дренажную емкость.

Подтоварная вода от ЦППН и УПСВ-ЮК по водопроводу поступает через бустерную насосную станцию, на манифольд, и подается на вход электронасосных агрегатов типа ЦНС-180-1050.

БКНС-2 состоит из 9-ти насосов типа 4WXB-11B12 производительностью 137,5 $м^3$/час. Давление на выходе – 120 $кгс/см^2$.

Подтоварная вода на БКНС-2 поступает в РВС-5000 $м^3$ (ТК-100; ТК-101) от ЦППН, УПСВ-1,2 (ГУ-20), 4, 14, 24, ЮК.

РВС служит как буферные ёмкости для выравнивания изменений уровней входящих потоков, для отстоя и сепарации смешенных объемов. Размеры резервуаров рассчитаны для того, чтобы была возможность хранения жидкости в течение нескольких часов при нормальном уровне потока, при этом оставшиеся твердые вещества выпадут в осадок, а оставшиеся частицы нефти всплывут на поверхность. Твердые частицы будут удаляться периодически вручную, а образуемая пленка нефти будут откачиваться с помощью плавучего устройства снятия пленки.

БКНС предназначен для создания необходимого напора и закачки воды через ВРП в нагнетательные скважины.

Насосный агрегат типа ЦНС-180-1050 и 4WXB-11B12 предназначен для закачки в нефтеносные пласты агрессивных нефтепромысловых вод.

ВРП предназначен для распределения воды по скважинам и для замера расхода закачиваемой воды по каждой нагнетательной скважине.

От БКНС-1 и 2 вода насосными агрегатами по высоконапорным трубопроводам подается на водораспределительные пункты (ВРП) №1, 2, 4, 8, 9, 13, 14, 18, 19, 20, 22, 23, 24, ЗУ-17, 22 и затем в нагнетательные скважины.

Территория АО «Тургай-Петролеум»

В системе ППД в качестве рабочего агента в основном применяется сточная нефтепромысловая вода. Для восполнения дефицита воды имеются водозаборы альб-сеноманской и турон-сенонской воды.

Сточная вода поступает с УПСВ-2, УПСВ-3, УПСВ-4, УПСВ-5 и с УППН.

Закачка вод проводится раздельно через БКНС-2, 2а, 3, 4, 6, 7.

Блочная кустовая насосная станция имеет насосный блок (ЦНС-180-1422 - 4 шт).

Сточная вода, отделившаяся от общего потока жидкости, поступает на РВС БКНС через узел учета по низконапорному водоводу диаметром 273 мм и подается на вход насосных агрегатов ЦНС 180-1422М и далее через блоки гребенок БГ-1 и БГ-2.

Нефтегазовая смесь после УПСВ-2, 3, 5; ДНС; ГУ и ВК поступает на УППН по нефтесборным коллекторам и проходит через блок-фильтр ФЖ-301/1, 5. После направляется на первый ступень сепарации в трехфазный сепаратор, где происходит разделение нефтяной эмульсии на газ, нефть и пластовую воду. После обезвоженная нефть направляется на печи подогрева П-301/1, 2, 3, 4, где подогревается до температуры 55-70^{o} С.

Нефтегазовая смесь после УПСВ-2, 3, 5 поступает на УППН по нефтесборным коллекторам, проходит через блок фильтров ФЖ-301/1, 5 и направляется на печи подогрева П-301/1, 2, 3, 4, где подогревается до температуры 55-70^{o} С.

Нефтегазовая смесь с УПСВ-4 поступает на УППН по нефтесборным коллекторам и направляется на печи подогрева П-301/1, 2, 3, 4, где подогревается до температуры 55-70^{o} С.

После нагрева нефть поступает на вторую ступень сепарации трехфазных сепараторов С-303/1, 2. В них происходит разделение нефтяной эмульсии на газ, нефть и пластовую воду.

Отделившаяся сточная вода с С-303/1, 2, 3 по коллекторам отводится в технологические резервуары РВС – 301/1, 2 и отстойники воды ОВ-302/1, 2, 3 далее на РВС-302/2. Нефть из отстойников нефти О-301/1-2 через перфорированный трубопровод в верхней части отстойника, расположенный поперек аппарата, поступает на концевую сепарационную установку КСУ С-304/1-2, расположенную на высоте 15 метров и состоящую из двух параллельно обвязанных сепараторов объемом 100 м^3 каждый.

Вода из отстойников нефти О-301/1,2 отводится через перфорированный трубопровод, расположенный у днища отстойника вдоль оси аппарата, который откачивает сточную воду бустерными насосами Н-304/5, 6 в систему подготовки воды в отстойник пластовой воды ОВ–302/1, 2, 3.

Обезвоженная нефть после КСУ поступает в товарные резервуары Р-301/3, 4, 5, 6. Подтоварная вода из резервуаров Р-301/3, 4, 5, 6 откачивается насосами Н-304/3, 4 в отстойники воды ОВ-301/1, 2, 3. Система трубопроводов и запорной арматуры позволяет использовать технологические резервуары Р-301/1, 2 и в качестве вертикальных резервуаров для пластовой воды и откачивать насосами Н-308/1, 2, 3; Н-307/1, 2.

Закачка воды

Общая динамика закачки воды по объектам месторождения Кумколь (АО «ПККР») в период с 01.01.2020 г по 01.01.2024 г. приведена в таблице 6.5.1 и показана на рисунке 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Общая динамика закачки воды на месторождении Кумколь, территория АО «ПККР»

Год	Объем закачки воды, м^3				
	Месяц	**1 объект**	**2 объект**	**3 объект**	**ВСЕГО**
2020	январь	733 239	451 110	48 833	1 233 182
	февраль	668 104	384 814	46 239	1 099 157
	март	737 998	398 752	46 562	1 183 312
	апрель	716 532	374 737	44 916	1 136 185
	май	746 259	377 045	51 574	1 174 878
	июнь	691 546	376 510	46 973	1 115 029
	июль	707 400	384 311	49 411	1 141 122
	август	731 210	370 673	47 062	1 148 945
	сентябрь	836 262	376 163	48 115	1 260 540
	октябрь	890 176	403 668	73 679	1 367 523
	ноябрь	839 507	385 620	61 672	1 286 799
	декабрь	846 109	358 035	66 492	1 270 636
Всего за 2020 г		**9 144 342**	**4 641 438**	**631 528**	**14 417 308**
2021	январь	815 480	384 430	71 249	1 271 159
	февраль	757 357	320 859	64 351	1 142 567
	март	782 921	318 558	45 285	1 146 764
	апрель	739 130	297 571	60 520	1 097 221
	май	722 504	333 096	79 698	1 135 298
	июнь	728 540	270 789	74 706	1 074 035
	июль	813 343	230 857	58 054	1 102 254
	август	759 072	217 064	32 791	1 008 927
	сентябрь	713 465	220 098	51 088	984 651
	октябрь	768 064	253 915	60 029	1 082 008
	ноябрь	781 721	231 197	61 267	1 074 185
	декабрь	759 382	218 383	35 982	1 013 747
Всего за 2021 г		**9 140 979**	**3 296 817**	**695 020**	**13 132 816**
2022	январь	748 385	255 492	50 148	1 054 025
	февраль	652 613	245 946	35 361	933 920
	март	746 262	210 299	49 372	1 005 933
	апрель	697 011	160 708	53 103	910 822
	май	702 522	203 615	26 344	932 481
	июнь	651 309	184 916	49 604	885 829
	июль	737 768	154 924	47 793	940 485
	август	683 389	196 727	68 108	948 224
	сентябрь	654 628	181 607	52 213	888 448
	октябрь	705 594	157 865	54 239	917 698
	ноябрь	687 256	173 404	45 015	905 675
	декабрь	620 558	307 448	19 681	947 687
Всего за 2022 г		**8 287 295**	**2 432 951**	**550 981**	**11 271 227**

Год	Объем закачки воды, м^3				
	Месяц	1 объект	2 объект	3 объект	ВСЕГО
2023	январь	692 042	224 986	33 368	950 396
	февраль	618 852	197 267	34 971	851 090
	март	678 337	216 614	43 031	937 982
	апрель	697 327	192 766	24 361	914 454
	май	708 951	195 350	34 872	939 173
	июнь	704 266	189 797	41 592	935 655
	июль	733 405	178 237	41 884	953 526
	август	718 847	174 125	38 414	931 386
	сентябрь	637 948	157 642	30 100	825 690
	октябрь	686 985	185 401	46 499	918 885
	ноябрь	682 492	204 870	43 829	931 191
	декабрь	744 785	232 761	38 727	1 016 273
Всего за 2023 г		**8 304 237**	**2 349 816**	**451 648**	**11 105 701**

В 2020 г. объем закачки воды составил: по 1 объекту – 9 144 342 м³, по 2 объекту – 4 641 438 м³, по 3 объекту 631 528 м³, всего по всем объектам – 14 417 308 м³.

В 2021 г. объем закачки воды составил: по 1 объекту – 9 140 979 м³, по 2 объекту – 3 296 817 м³, по 3 объекту – 695 020 м³ и всего по всем объектам – 13 132 816 м³.

В 2022 г. объем закачки воды составил: по 1 объекту – 8 287 295 м³, по 2 объекту – 2 432 951 м³, по 3 объекту – 550 981 м³, всего по всем объектам – 11 271 227 м³.

В 2023 г. объем закачки воды составил: по 1 объекту – 8 304 237 м³, по 2 объекту – 2 349 816 м³, по 3 объекту – 451 648 м³, всего по всем объектам – 11 105 701 м³.

Данные за 2019 год отсутствует.

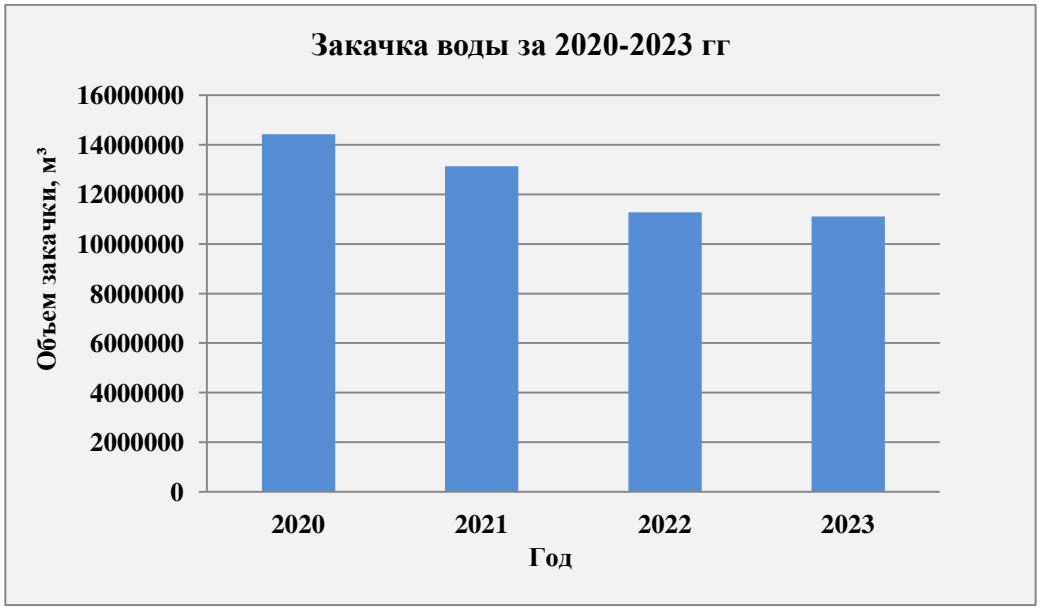


Рисунок 6.5.1 – Динамика закачки воды территория АО «ПККР»

Общая динамика закачки воды по объектам месторождения Кумколь (АО «ТП») приведена в таблице 6.5.2 и показана на рисунке 6.5.2.

Таблица 6.5.2 –Общая динамика закачки воды месторождения Кумколь, территория АО «ТП»

Год	Объем закачки воды, м^3				
	Месяц	**1 объект**	**2 объект**	**3 объект**	**ВСЕГО**
2020	январь	1 346 613	612 376	484 742	2 443 731
	февраль	1 241 691	568 569	429 144	2 239 404
	март	1 317 963	581 093	478 024	2 377 080
	апрель	1 298 379	552 168	460 350	2 310 897
	май	1 268 770	568 293	445 213	2 282 276
	июнь	1 153 934	537 006	430 047	2 120 987
	июль	1 213 291	554 118	428 652	2 196 061
	август	1 246 012	553 770	430 406	2 230 188
	сентябрь	1 239 879	546 035	438 524	2 224 438
	октябрь	1 088 564	335 386	324 682	1 748 632
	ноябрь	1 040 195	316 751	346 742	1 703 688
	декабрь	1 120 379	297 330	346 421	1 764 130
Всего за 2020 г		**14 575 670**	**6 022 895**	**5 042 947**	**25 641 512**
2021	январь	1 335 375	554 498	452 266	2 342 139
	февраль	1 203 578	479 526	398 666	2 081 770
	март	1 351 410	500 925	460 435	2 312 770
	апрель	1 272 582	490 099	463 709	2 226 390
	май	1 295 713	523 682	467 145	2 286 540
	июнь	1 257 371	508 025	454 554	2 219 950
	июль	1 319 663	521 985	458 541	2 300 189
	август	1 342 168	528 645	442 105	2 312 918
	сентябрь	1 269 546	490 037	452 032	2 211 615
	октябрь	1 297 780	501 717	415 375	2 214 872
	ноябрь	1 216 599	419 370	442 474	2 078 443
	декабрь	1 189 020	447 469	439 664	2 076 153
Всего за 2021 г		**15 350 805**	**5 965 978**	**5 346 966**	**26 663 749**
2022	январь	1 190 057	442 569	419 816	2 052 442
	февраль	1 106 595	364 537	380 776	1 851 908
	март	1 262 358	376 092	370 229	2 008 679
	апрель	1 183 615	369 828	352 304	1 905 747
	май	1 195 410	394 311	366 395	1 956 116
	июнь	1 109 322	374 576	346 483	1 830 381
	июль	1 133 752	365 638	380 772	1 880 162
	август	1 105 829	364 519	370 658	1 841 006
	сентябрь	1 026 346	347 170	351 783	1 725 299
	октябрь	1 088 564	335 386	324 682	1 748 632
	ноябрь	1 040 195	316 751	346 742	1 703 688
	декабрь	1 120 379	297 330	346 421	1 764 130
Всего за 2022 г		**13 562 422**	**4 348 707**	**4 357 061**	**22 268 190**
2023	январь	1131 509	292 915	338 730	1 763 154
	февраль	1 008 684	278 761	300 780	1 588 225
	март	1 096 267	285 059	345 803	1 727 129
	апрель	1 052 543	258 324	313 873	1 624 740
	май	1 041 483	259 657	315 131	1 616 271
	июнь	977 036	233 003	312 125	1 522 164
	июль	1 001 350	239 758	303 746	1 544 854
	август	974 016	218 454	283 979	1 476 449
	сентябрь	917 958	226 469	299 265	1 443 692
	октябрь	948 077	228 986	321 636	1 498 699
	ноябрь	875 147	245 964	297 347	1 418 458
	декабрь	884 564	243 648	303 431	1 431 643
Всего за 2023 г		**11 908 634**	**3 010 998**	**3 735 846**	**18 655 478**

В 2020 г. объем закачки воды составил: по 1 объекту – 14 575 670 м³, по 2 объекту – 6 022 895 м³, по 3 объекту – 5 042 947 м³, всего по всем объектам – 25 641 512 м³.

В 2021 г. объем закачки воды составил: по 1 объекту – 15 350 805 м³, по 2 объекту – 5 965 978 м³, по 3 объекту – 5 346 966 м³ и всего по всем объектам – 26 663 749 м³.

В 2022 г. объем закачки воды составил: по 1 объекту – 13 562 422 м³, по 2 объекту – 4 348 707 м³, по 3 объекту – 4 357 061 м³, всего по всем объектам – 22 268 190 м³.

В 2023 г. объем закачки воды составил: по 1 объекту – 11 908 634 м³, по 2 объекту – 3 010 998 м³, по 3 объекту – 3 735 846 м³, всего по всем объектам – 18 655 478 м³.

Данные за 2019 год отсутствует.

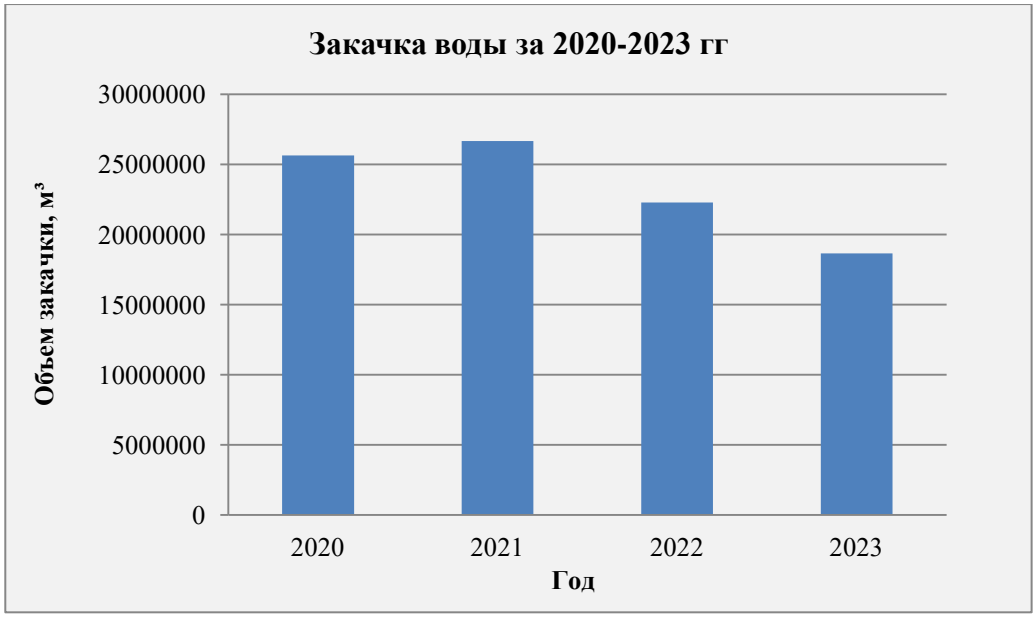


Рисунок 6.5.2 – Динамика закачки воды территория АО «ТП»

Требования к закачиваемой воде

Основными требованиями к закачиваемой воде являются требования, установленные в СТ РК 1662-2007.

- закачиваемые воды должны быть совместимы с пластовыми водами и при смешении не образовывать осадка, т.е. образованные смеси вод должны находиться в равновесии. Из различных видов солевого равновесия в практике водоподготовки чаще всего нарушается карбонатное равновесие. Причиной этому является потеря пластовой водой растворенной углекислоты при снижении давления или, например, смешение с химически несовместимой водой. В свою очередь данное нарушение равновесия приводит к распаду части бикарбонатов с образованием твердого карбоната кальция и углекислого газа;

- значение концентрации водородных ионов должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;

- при коррозионной активности свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;

- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л;

- в нагнетаемой воде, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать и соответственно ионы железа должны отсутствовать при содержании в водах сероводорода;

- не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержит сероводород;

- при контакте в пластовых условиях закачиваемые воды с пластовой водой не должны образовывать осадка, т.е. должны быть совместимы и должны не снижать приемистость нагнетательных скважин более чем на 20 %;

- допустимое содержание нефтепродуктов и механических примесей устанавливается в зависимости от проницаемости коллектора данного объекта разработки.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промыслового оборудования.

Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать, при этом необходимо предусмотреть мероприятия для удаления ионов железа из воды.

Сульфатвосстанавливающие бактерии должны отсутствовать. Наличие СВБ указывает на присутствие проблемы бактериального заражения. Это анаэробные микроорганизмы, развивающиеся в среде без доступа кислорода. При попадании в нефтяные пласты, они в процессе своей жизнедеятельности восстанавливают сульфаты до сульфидов, с образованием биогенного сероводорода, который в свою очередь ускоряет коррозию металлического оборудования, снижает нефтеотдачу, ухудшает фильтрационные характеристики пласта и качество продукции.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать определенным нормам качества согласно СТ РК 1662-2007.

В таблице 6.5.3 приведены предельные содержания мехпримесей и нефти по горизонтам в зависимости от проницаемости продуктивных коллекторов.

Таблица 6.5.3 - Нормы содержания механических примесей и нефти в закачиваемой воде по объектам разработки месторождения Кумколь

Горизонт	Проницаемость, мкм^2	Содержание мехпримесей, мг/л	Содержание нефти, мг/л
I объект			
М I	1.5-2.8	до 50	до 50
М II	1.13-4.3	до 50	до 50
II объект			
Ю I	0.31-1.2	15-50	15-50
Ю II	0.81-3.5	до 50	до 50
III объект			
Ю III	0.21-1.6	до 50	до 50
IV объект			
Ю IV	0.12-1.71	до 50	до 50

На месторождении контроль за составом закачиваемой воды и анализ на содержание нефти и механических примесей в закачиваемой воде проводится ежедневно.

Результаты контроля качества закачиваемой воды на территории АО «ПККР» приведены в таблице 6.5.4.

Таблица 6.5.4 – Результаты контроля мехпримесей и нефти (среднемесячные показатели) в закачиваемой воде АО «ПККР»

Дата	БКНС-1		БКНС-2	
	нефти, мг/л	мехприм., мг/л	нефти, мг/л	мехприм., мг/л
янв.19	7,10	4,20	8,40	4,50
фев.19	4,00	3,60	6,51	3,90
мар.19	4,30	3,90	4,20	3,80
апр.19	4,10	3,70	4,20	3,60
май.19	3,40	6,70	3,40	8,60
июн.19	3,10	3,60	3,10	3,50
июл.19	3,60	3,80	3,30	3,80
авг.19	4,00	3,70	4,10	3,80
сен.19	5,90	4,80	6,80	4,90
окт.19	6,50	4,70	6,40	4,80
ноя.19	15,80	5,10	11,70	4,70
дек.19	5,20	4,70	4,50	4,10
среднее за 2019 год	**5,58**	**4,38**	**5,55**	**4,50**
янв.20	4,2	4,1	3,9	3,9
фев.20	4,0	4,3	3,4	3,8
мар.20	3,0	3,9	3,0	3,7
апр.20	3,3	8,4	3,0	3,7
май.20	3,0	4,0	2,6	3,4
июн.20	2,6	4,3	2,6	3,8
июл.20	2,3	2,8	2,4	2,9
авг.20	2,8	3,8	2,8	3,9
сен.20	3,8	4,1	3,8	3,8
окт.20	2,3	19,5	2,3	19,1
ноя.20	2,6	45,2	2,4	41,5
дек.20	3,0	40,9	2,9	38,2
Среднее за 2020 год	**3,1**	**12,1**	**2,9**	**11,0**
янв.21	-	-	2,4	32,0
фев.21	3,4	44,5	3,1	39,9
мар.21	4,0	43,7	3,6	40,6
апр.21	3,0	44,1	2,8	38,7
май.21	3,4	42,3	3,0	34,6
июн.21	2,8	40,9	2,6	37,5

Дата	БКНС-1		БКНС-2	
	нефти, мг/л	мехприм., мг/л	нефти, мг/л	мехприм., мг/л
июл.21	3,4	46,4	2,9	41,8
авг.21	2,9	39,8	2,8	37,7
сен.21	3,1	41,1	2,7	35,6
окт.21	3,2	43,9	2,9	39,3
ноя.21	3,0	42,8	2,7	39,0
дек.21	2,7	38,9	2,4	34,8
Среднее за 2021 год	**3,2**	**42,6**	**2,8**	**37,6**
янв.22	2,2	32,8	2,3	32,4
фев.22	3,4	38,0	2,6	34,9
мар.22	2,5	35,7	2,1	31,7
апр.22	3,6	44,6	3,5	41,2
май.22	2,6	43,4	2,5	38,7
июн.22	3,0	36,7	2,8	35,7
июл.21	2,4	37,4	2,0	32,6
авг.21	2,3	41,7	2,3	42,8
сен.21	1,9	38,3	1,6	34,8
окт.21	1,6	38,1	1,6	35,3
ноя.21	1,9	39,7	2,0	40,3
дек.21	1,7	35,3	1,6	32,7
Среднее за 2022 год	**2,4**	**38,5**	**2,2**	**36,1**
янв.23	0	0		
фев.23	0	0		
мар.23	0	0	2,0	42,6
апр.23	2,2	41	2,0	37,1
май.23	1,9	42,1	1,8	38,7
июн.23	2,0	30,3	1,7	34,1
июл.23	1,5	34,1	1,4	33,8
авг.23	0	0	2,0	43,4
сен.23	0	0	1,7	39,6
окт.23	0	0	1,9	39,2
ноя.23	2,3	46,5	2,3	44,4
дек.23	1,4	36,6	1,5	39,5
Среднее за 2023 год	**1,88**	**38,43**	**1,83**	**39,24**

Как видно из таблицы 6.5.4, в 2019 году в среднем по БКНС – 1 содержание нефтепродукта – 5,58 мг/л, мех.примеси – 4,38 мг/л, по БКНС – 2 нефтепродукты – 5,55 мг/л, мех.примеси – 4,50 мг/л.

В 2020 году по БКНС-1 содержание нефти в среднем составило 3,1 мг/л, содержание мех. примеси 12,1 мг/л, по БКНС-2 содержание нефти 2,9 мг/л, содержание мех. примеси 11 мг/л.

В 2021 г в среднем по БКНС-1 нефти – 3,2 мг/л, мех. примеси – 42,6 мг/л, по БКНС-2 нефти – 2,8 мг/л, мех. примеси – 37,6 мг/л.

В 2022 г. в среднем по БКНС-1 нефти – 2,4 мг/л, мех. примеси – 38,5мг/л, по БКНС -2 нефти – 2,2 мг/л, мех. примеси – 36,1 мг/л.

В 2023 г. в среднем по БКНС-1 нефти – 1,88 мг/л, мех.примеси – 38,43 мг/л; по БКНС-2 нефти – 1,83 мг/л, мех.примеси – 39,24 мг/л что не превышает нормируемых показателей.

Результаты контроля качества закачиваемой воды на территории АО «ТП» приведены в таблице 6.5.5.

Таблица 6.5.5 – Результаты контроля мехпримесей и нефти (среднемесячные показатели) в закачиваемой воде АО «ТП»

Дата	БКНС-2		БКНС-2а		БКНС-3		БКНС-4		БКНС-6		БКНС-7	
	нефте прод., мг/л	мех. прим., мг/л	нефте прод., мг/л	мех. прим., мг/л	нефте прод., мг/л	мех. прим., мг/л	нефте прод., мг/л	мех. прим., мг/л	нефте прод., мг/л	мех. прим., мг/л	нефте прод., мг/л	мех. прим., мг/л
янв.20	17,5	24,6	15,8	25,7	21,3	29,2	24,2	24,7	25,4	25,3	31,0	24,4
фев.20	17,1	25,5	16,6	23,9	18,2	25,0	23,2	28,0	22,6	24,6	26,1	24,8
мар.20	14,5	23,4	15,8	22,5	17,2	23,3	24,8	25,2	22,2	24,7	26,6	24,4
апр.20	18,9	24,3	24,9	22,1	19,8	23,9	26,4	25,2	26,0	24,8	27,5	23,9
май.20	21,0	28,1	20,0	28,9	23,7	26,3	24,4	25,3	19,2	29,7	27,6	24,1
июн.20	16,9	30,3	17,5	28,6	19,8	28,3	26,6	26,2	21,0	26,8	25,9	28,6
июл.20	16,4	27,6	17,4	24,8	20,0	25,4	24,6	19,6	20,7	22,6	27,6	22,1
авг.20	20,2	29,5	18,6	27,3	23,7	24,2	26,0	25,5	33,2	23,0	31,6	23,7
сен.20	17,8	25,7	19,1	26,8	23,0	23,9	27,3	25,5	21,8	30,6	29,4	23,4
окт.20	21,0	32,3	17,9	28,8	21,7	26,6	38,7	26,7	27,4	28,1	22,4	18,4
ноя.20	15,8	24,1	16,2	23,9	22,7	25,0	24,7	23,0	22,3	27,8	29,4	26,0
дек.20	18,4	28,3	19,2	27,5	20,9	28,8	22,5	25,1	21,9	31,0	27,0	27,5
Среднее	18,0	27,0	18,3	25,9	21,0	25,8	26,1	25,0	23,6	26,6	27,7	24,3
янв.21			16,6	32,5	20,1	26,3	21,0	30,5	21,7	24,5	22,8	29,4
фев.21			18,6	25,9	30,4	30,6	25,3	26,4	25,5	28,4	26,2	25,7
мар.21			16,7	25,8	28,2	29,2	21,4	25,5	23,7	24,6	25,7	23,9
апр.21			15,5	25,6	34,3	30,9	19,6	26,6	25,2	27,0	28,9	24,1
май.21			17,7	25,6	15,7	28,9	19,2	25,3	17,7	27,8	19,4	24,8
июн.21			15,9	28,4	20,4	27,0	24,5	28,1	23,5	28,7	25,8	25,7
июл.21			21,7	21,0	21,5	28,5	18,1	19,8	18,6	21,3	28,2	24,7
авг.21			40,4	26,4	34,4	32,0	22,6	25,2	24,1	25,2	25,4	25,6
сен.21			25,6	30,9	23,7	35,8	20,5	24,5	22,5	27,5	23,5	27,1
окт.21			17,8	28,8	19,8	27,6	16,2	25,8	21,4	26,5	27,2	25,1
ноя.21			13,5	23,6	19,1	23,6	24,3	21,9	21,9	27,2	25,2	23,1
дек.21			17,7	25,3	24,4	26,2	18,4	24,5	18,4	24,0	28,0	31,1
Среднее			19,8	26,7	24,3	28,9	20,9	25,3	22,0	26,1	25,5	25,9
янв.22	16,8	27,6	15,1	25,8	22,9	27,3	20,2	30,6	17,4	23,9	20,3	28,8
фев.22	16,0	28,7	16,1	25,6	19,7	24,5	19,3	26,2	17,4	28,5	25,8	30,0
мар.22	16,8	35,6	16,0	32,1	24,3	32,2	21,6	28,2	17,2	29,6	23,2	34,2
апр.22	16,0	31,6	17,1	30,7	19,7	29,1	25,6	27,6	15,5	26,0	19,4	36,6
май.22	21,7	31,9	24,4	31,1	17,6	27,4	27,7	29,3	21,7	27,0	26,0	34,9
июн.22	27,7	24,3	24,1	24,9	22,0	24,9	24,2	25,3	20,1	25,0	22,2	31,1
июл.22	20,5	24,9	20,0	24,1	28,7	27,0	43,2	23,2	25,0	23,1	31,3	32,0
авг.22	22,7	24,0	19,3	23,1	31,3	21,5	32,9	20,9	21,2	23,5	22,4	36,9
сен.22	23,4	29,4	21,1	28,2	25,6	28,7	31,3	27,5	18,5	26,2	21,4	36,0
окт.22	23,0	27,5	20,1	29,7	22,1	26,4	23,8	26,0	17,0	26,9	28,2	32,9
ноя.22	16,8	27,7	16,3	25,7	25,2	29,4	15,7	26,1	18,8	26,7	18,8	27,6
дек.22	17,6	24,5	17,2	26,2	20,1	25,4	19,7	21,8	16,9	25,7	16,7	26,2
Среднее	19,9	28,1	18,9	27,3	23,3	27,0	25,4	26,1	18,9	26,0	23,0	32,3

Как видно из таблицы 6.5.5, на 01.01.2024 г. в 2020 году по БКНС-2 содержание нефти в среднем составило 18,0 мг/л, содержание мех. примеси 27,0 мг/л, по БКНС-2а содержание нефти в среднем 18,3 мг/л, содержание мех. примеси 25,9 мг/л, по БКНС-3 содержание нефти в среднем 21,0 мг/л, мех. примеси 25,8 мг/л, по БКНС-4 содержание нефти в среднем составило 26,1 мг/л, мех. примеси 25,0 мг/л, по БКНС-6 содержание нефти в среднем 23,6

мг/л, мех. примеси 26,6 мг/л, по БКНС-7 содержание нефти в среднем 27,7 мг/л, мех. примеси 24,3 мг/л.

В 2021 году по БКНС-2 данных нет, по БКНС-2а содержание нефти в среднем 19,8 мг/л, содержание мех. примеси 26,7 мг/л, по БКНС-3 содержание нефти в среднем 24,3 мг/л, мех. примеси 28,9 мг/л, по БКНС-4 содержание нефти в среднем составило 20,9 мг/л, мех. примеси 25,3 мг/л, по БКНС-6 содержание нефти в среднем 22,0 мг/л, мех. примеси 26,1 мг/л, по БКНС-7 содержание нефти в среднем 25,5 мг/л, мех. примеси 25,9 мг/л.

В 2022 году по БКНС-2 содержание нефти в среднем составило 19,0 мг/л, содержание мех. примеси 28,1 мг/л, по БКНС-2а содержание нефти в среднем 18,9 мг/л, содержание мех. примеси 27,3 мг/л, по БКНС-3 содержание нефти в среднем 23,3 мг/л, мех. примеси 27,0 мг/л, по БКНС-4 содержание нефти в среднем составило 25,4 мг/л, мех. примеси 26,1 мг/л, по БКНС-6 содержание нефти в среднем 18,9 мг/л, мех. примеси 26,0 мг/л, по БКНС-7 содержание нефти в среднем 23,0 мг/л, мех. примеси 32,3 мг/л.

По представленным данным содержание нефти и мехпримесей в закачиваемой воде не превышает установленных норм. Данные за 2019 и 2023 год отсутствует.

Рекомендуется продолжать проводить регулярные исследования закачиваемых вод на содержание нефти и взвешенных веществ, а также периодически определять гранулометрический состав мехпримесей.

Компонентный состав вод рекомендуется проводить не реже 1 раза в квартал. В комплекс исследований должны входить определения содержания основных шести компонентов (Na+K, Ca, Mg, Cl, HCO_3 и SO_4) и растворенных газов (H_2S, CO_2, O_2).

Выводы и рекомендации

Закачка воды производится в объемах, в пределах проектных показателей.

На месторождении ведется контроль за составом закачиваемых вод, с определением основных требуемых характеристик - компонентного состава, железа, содержания механических примесей и нефти.

Исследования качества закачиваемой воды проводятся недропользователями регулярно.

В АО «ПККР» и АО «ТП» за анализируемый период содержание мехпримесей и нефти не превышает нормы.

7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1 Рекомендации к конструкциям скважин

В соответствие с выбранным вариантом разработки бурение новых скважин на месторождении Кумколь (территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», далее АО «ПККР») не планируется, в случае внесения корректировок в проектные решения, либо появления иной технологической необходимости рекомендуется следующая конструкция скважин:

- *Направление 426 мм* устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- *Кондуктор 323,9 мм* устанавливается для перекрытия четвертичных сыпучих отложений. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- *Промежуточная колонна 244,5 мм* устанавливается для перекрытия альб-сеноманских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- *Эксплуатационная колонна 168,3 мм* устанавливается для разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкции скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
1	2	3	4	5
Направление	490	426	10	0
Кондуктор	393,7	323,9	60	0
Промежуточная колонна	295,3	244,5	700	0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1750±250	0
Примечание - Глубина спуска обсадных колонн уточняется по результатам ГИС, в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Окончательные решения по конструкции скважин, выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъёма цемента за колоннами, а также методу освоения будут приняты при разработке проектов на строительство скважин.

7.1.2 Требования к производству буровых работ

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ - допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 % [36].

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых работ [36, 38].

7.1.3 Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом геологических условий, рекомендуемой конструкции скважин (таб. 7.1.1), а также анализа крепления ранее пробуренных скважин. Рекомендации по цементированию обсадных колонн представлены в таблице 7.1.3.1.

Таблица 7.1.3.1 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн

Наименование показателей	Кондуктор 324 мм	Промежуточная колонна 244,5 мм	Эксплуатационная колонна 168,3 мм
1	2	3	4
Глубина спуска колонны, м	60	700	1750±250
Высота подъема цемента	до устья	до устья	до устья
Тип цемента	ПЦТ I-CC-50	ПЦТ I-CC-50 / ПЦТ I-G-100-CC1	ПЦТ I-CC-100 / ПЦТ I-G-100-CC1
Плотность тампонажного раствора, г/см^3: I порция/II порция	1,85	1,55/1,90	1,55/ 1,90
Добавки	ускоритель схватывания, пеногаситель	I порция: облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель II порция: понизитель водоотдачи, пеногаситель	I порция: облегчающая добавка, ускоритель схватывания, понизитель водоотдачи пеногаситель II порция: понизитель водоотдачи, понизитель вязкости, расширяющаяся добавка, пеногаситель
Буферная жидкость	техническая вода, ПАВ	техническая вода, ПАВ	техническая вода, ПАВ

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (проводить шаблонирование и проработку ствола скважины; применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- расхаживать обсадные колонны в процессе цементирования;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1 Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии

Требования к промывочным жидкостям разработаны с учетом осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин и базируются на геологической информации по месторождению Кумколь.

Для контрактной территории АО «ПККР», с учетом рекомендуемой конструкции скважины, возможны следующие осложнения:

- осыпи, сужения ствола скважины;
- каверноообразования;
- прихватоопасность;
- водопроявления;
- нефтегазопроявления с содержанием CO_2 в количестве 0,15 – 0,29 %.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями неокома, в разрезе которого содержится до 25 % легкодиспергирующихся глин, а также, учитывая высокую глинистость продуктивных пластов (до 20 %), при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза. Это приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, образованию сальников на долоте и элементах КНБК, необоснованному увеличению расхода реагентов и к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов рекомендуется производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать следующим основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми, незасоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- при необходимости, в качестве утяжелителя бурового раствора использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;

- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, во избежание загрязнения коллектора, необходимо использовать кислоторастворимые, временно закупоривающие агенты.

- при использовании ингибированного KCl бурового раствора содержание его в фильтрате должно быть не менее 3 % для обеспечения эффекта ингибирования глин разреза.

В процессе бурения продуктивных пластов должны регулярно вводиться реагенты поглотители или нейтрализаторы CO_2.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5-6 м^3.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги (при необходимости).

7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов при спуске перфоратора на кабеле, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, количество которых определяется необходимой для безопасного вскрытия пластов величиной плотности рассола в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно – активные вещества (НПАВ).

При приготовлении перфорационной жидкости необходимо вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы углекислого газа.

7.2.3 Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины проводить в соответствии с Правилами [38] и начинать при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;

3) установлены сепаратор, емкости для сбора флюида и проведена факельная линия для сжигания попутного газа.

Интервалы продуктивных объектов устанавливает геологическая служба недропользователя в зависимости от фактического разреза скважины и по данным ГИС, и выбирает способ вскрытия, наименование перфоратора, тип заряда и плотность перфорации.

Перфорацию и освоение скважины, и связанные с ними работы проводить по плану организации работ (ПОР), составленному подрядчиком и согласованному с недропользователем с указанием технологии, оборудования и ответственного руководителя работ. До перфорации выполнить мероприятия по предотвращению не контролируемых газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытого фонтанирования (ОФ), составить акт готовности скважины к перфорации и получить письменное разрешение руководителя работ, представителя заказчика и аварийно-спасательной службы (АСС) на проведение перфорации.

Перфорация проводить спуском перфораторов на НКТ. Заполнить скважину технической водой. Спустить НКТ с перфораторами в интервал перфорации. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой (ФА). ФА до установки на устье скважины опрессовать на пробное давление, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязать ФА коммуникациями с наземным оборудованием. Снизить уровень жидкости в скважине свабированием для создания необходимой депрессии на пласт. Перфорировать продуктивный пласт.

Оборудование устья, трубопроводы, установка сепарации и замера продукции скважины должны обеспечивать возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации.

Проверить готовность скважины к освоению и составить акт с участием представителей подрядчика, недропользователя и АСС.

Работы по освоению начинать только при соблюдении технологических условий и обеспеченности техническими средствами и материалами, предусмотренными в индивидуальном плане работ на освоение скважины.

Освоение и исследование скважины производить в присутствии ответственного лица.

В процессе освоения скважины проводить комплекс термобарических и гидродинамических исследований и отбор проб пластового флюида.

При получении слабого притока углеводородов рекомендуется проводить работы по интенсификации притока. Интенсификацию притока проводить повторной (или дополнительной) перфорацией или обработкой призабойной зоны, технологию и параметры которой выбирает геологическая и технологическая службы недропользователя в зависимости от геолого-физических свойств пласта.

Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от промывочной жидкости.

Скважину считать освоенной, если в результате проведённых работ определена продуктивность пласта и получен приток флюида, характерный для данного объекта.

Выбор способа эксплуатации, подбор, установку скважинного оборудования, а также дальнейшие работы осуществляет недропользователь в соответствии с проектными документами на разработку.

На проведенные работы по перфорации, освоению и испытанию скважины составлять суточные рапорта по форме, установленной в организации. Результаты проведённых работ оформлять в виде актов.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Обоснование проекта плана добычи нефти и попутного газа выполнено на основе расчета технико-экономических показателей по годам и технических решений, приведенных в разделах 3 - 15 на период 2024 - 2075 годы.

В таблицах 8.1-8.3 приведены плановые показатели по объемам бурения, добыче нефти, газа, закачке воды, а также динамика фонда и средних дебитов скважин по объектам и в целом по месторождению Кумколь для рекомендуемого 2 варианта разработки.

Таблица 8.1 - Месторождение Кумколь. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	264,2	237,8	211,8	188,9	174,2	159,4	147,7	144,8	142,0	139,2	136,6	134,0	131,5	129,0	126,6	124,3	122,0	119,8
2	В том числе из: переходящих скважин	261,8	237,8	211,8	188,9	174,2	159,4	147,7	144,8	142,0	139,2	136,6	134,0	131,5	129,0	126,6	124,3	122,0	119,8
3	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	329,7	264,2	237,8	211,8	188,9	174,2	159,4	147,7	144,8	142,0	139,2	136,6	134,0	131,5	129,0	126,6	124,3	122,0
4	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	264,2	237,8	211,8	188,9	174,2	159,4	147,7	144,8	142,0	139,2	136,6	134,0	131,5	129,0	126,6	124,3	122,0	119,8
5	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-65,5	-26,5	-25,9	-22,9	-14,7	-14,7	-11,8	-2,9	-2,8	-2,7	-2,7	-2,6	-2,5	-2,4	-2,4	-2,3	-2,3	-2,2
6	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-19,9	-10,0	-10,9	-10,8	-7,8	-8,5	-7,4	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,8	-1,9	-1,8	-1,8
7	Перевод скважин между объектами, шт	12	4	3	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	10	7	4	2	1	2	2	5	5	4	4	4	3	2	3	6	3	5
9	В т.ч. под закачку	9	6	1	0	2	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	364	356	352	350	348	346	344	340	335	330	326	322	319	318	315	309	306	302
11	Ввод новых добывающих скважин, шт	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	323	318	316	312	308	306	304	299	296	292	288	284	282	282	279	274	270	268
13	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	8	6	5	5	3	2	1	1	1	2	2	3	1	2	1	4	2	1
14	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	239	236	232	227	225	223	222	221	220	218	216	213	212	209	208	205	203	202
15	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	214	213	209	204	202	200	199	198	197	196	194	191	190	188	187	184	182	181
16	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	240,0	259,2	248,5	241,3	209,5	193,3	194,1	190,7	195,9	196,2	185,5	185,5	184,0	178,3	177,5	177,6	176,6	175,8
17	Средняя обводненность продукции, %	98,9	98,9	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
18	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	3,1	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
19	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	344,2	397,6	370,7	354,0	334,2	326,9	321,5	314,0	311,6	308,5	305,5	303,3	301,2	297,9	295,3	294,2	292,2	289,7
20	Добыча жидкости всего, тыс.т.	23003,8	21971,7	21168,5	20024,6	19470,7	18923,4	18585,9	18449,8	18315,8	18183,7	18053,6	17926,7	17801,6	17678,4	17556,9	17437,2	17319,2	17207,2
21	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	820049	842021	863189	883214	902684	921608	940194	958644	976959	995143	1013197	1031123	1048925	1066603	1084160	1101598	1118917	1136124
22	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	84488	84726	84937	85126	85301	85460	85608	85752	85894	86034	86170	86304	86436	86565	86691	86816	86938	87057
23	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,505	0,507	0,508	0,509	0,510	0,511	0,512	0,513	0,514	0,514	0,515	0,516	0,517	0,518	0,518	0,519	0,520	0,521
24	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,1	91,4	91,6	91,8	92,0	92,2	92,3	92,5	92,7	92,8	92,9	93,1	93,2	93,4	93,5	93,6	93,8	93,9
25	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
26	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,1	2,9	2,7	2,4	2,3	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
27	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	24152,1	22329,0	21113,6	19786,9	19084,5	18593,2	18221,5	18027,7	17900,3	17774,4	17650,2	17528,7	17408,9	17290,5	17173,7	17058,3	16944,3	16831,8
28	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	835899	858228	879341	899128	918213	936806	955028	973055	990956	1008730	1026380	1043909	1061318	1078608	1095782	1112840	1129784	1146616
29	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	104,7	101,3	99,5	98,6	97,8	98,0	97,8	97,5	97,5	97,5	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6
30	с начала разработки, %	101,9	101,9	101,9	101,8	101,7	101,6	101,6	101,5	101,4	101,4	101,3	101,2	101,2	101,1	101,1	101,0	101,0	100,9
31	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	32,9	31,6	30,1	28,2	26,6	25,5	24,5	24,2	23,9	23,6	23,3	23,0	22,8	22,5	22,2	21,9	21,7	21,4
32	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	7726,1	7757,7	7787,7	7815,9	7842,5	7868,0	7892,5	7916,7	7940,6	7964,2	7987,5	8010,5	8033,3	8055,8	8078,0	8099,9	8121,6	8143,1

продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	117,6	115,5	113,5	111,5	109,6	107,7	105,9	104,1	102,4	100,7	99,1	97,6	96,1	94,6	93,3	91,9	90,6	89,3
2	В том числе из: переходящих скважин	117,6	115,5	113,5	111,5	109,6	107,7	105,9	104,1	102,4	100,7	99,1	97,6	96,1	94,6	93,3	91,9	90,6	89,3
3	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	119,8	117,6	115,5	113,5	111,5	109,6	107,7	105,9	104,1	102,4	100,7	99,1	97,6	96,1	94,6	93,3	91,9	90,6
4	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	117,6	115,5	113,5	111,5	109,6	107,7	105,9	104,1	102,4	100,7	99,1	97,6	96,1	94,6	93,3	91,9	90,6	89,3
5	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-2,2	-2,1	-2,0	-2,0	-1,9	-1,9	-1,8	-1,8	-1,7	-1,7	-1,7	-1,5	-1,5	-1,4	-1,4	-1,4	-1,3	-1,3
6	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,8	-1,8	-1,8	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,6	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,4	-1,4
7	Перевод скважин между объектами, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	4	7	5	3	6	2	4	4	1	3	1	0	0	3	1	2	2
9	В т.ч. под закачку	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	302	296	289	285	282	277	275	272	268	267	264	263	262	262	259	258	256	254
11	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	268	262	257	253	252	244	242	240	238	237	233	233	232	231	229	229	226	225
13	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	2	2	2	2	3	3	4	0	1	2	4	2	3	1	4	1	2	2
14	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	200	199	197	195	192	189	185	185	185	183	179	177	175	174	170	169	167	165
15	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	179	179	177	175	172	169	166	166	166	164	160	158	156	155	151	150	149	147
16	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	172,2	170,9	170,1	169,6	168,1	166,8	166,3	163,3	163,1	162,3	162,3	161,6	160,0	159,4	160,0	159,4	158,8	158,2
17	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4
18	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
19	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	286,7	284,0	282,2	282,7	279,6	277,2	274,8	272,1	268,7	266,3	264,4	261,9	259,3	257,1	254,0	251,4	249,3	246,5
20	Добыча жидкости всего, тыс.т.	17096,5	16987,3	16880,4	16774,8	16670,5	16567,5	16466,7	16367,2	16268,9	16171,9	16075,9	15981,1	15887,5	15795,1	15703,8	15613,6	15524,5	15436,5
21	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1153220	1170208	1187088	1203863	1220533	1237101	1253568	1269935	1286204	1302376	1318452	1334433	1350320	1366115	1381819	1397433	1412957	1428394
22	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	87175	87291	87404	87516	87625	87733	87839	87943	88045	88146	88245	88343	88439	88533	88627	88719	88809	88898
23	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,521	0,522	0,523	0,523	0,524	0,525	0,525	0,526	0,526	0,527	0,528	0,528	0,529	0,529	0,530	0,530	0,531	0,532
24	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,0	94,2	94,3	94,4	94,5	94,6	94,7	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,4	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9
25	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
26	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
27	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	16720,7	16611,0	16503,9	16398,2	16293,8	16190,7	16088,8	15988,3	15889,0	15790,9	15694,1	15598,5	15504,0	15410,7	15318,6	15227,6	15137,7	15048,9
28	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1163337	1179948	1196452	1212850	1229144	1245335	1261423	1277412	1293301	1309092	1324786	1340384	1355888	1371299	1386617	1401845	1416983	1432032
29	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,5	97,5	97,5	97,5	97,5	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,3
30	с начала разработки, %	100,9	100,8	100,8	100,7	100,7	100,7	100,6	100,6	100,6	100,5	100,5	100,4	100,4	100,4	100,3	100,3	100,3	100,3
31	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	21,2	20,9	20,7	20,5	20,2	20,0	19,8	19,6	19,4	19,1	18,9	18,7	18,5	18,3	18,2	18,0	17,8	17,6
32	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	8164,2	8185,2	8205,9	8226,3	8246,6	8266,6	8286,4	8305,9	8325,3	8344,4	8363,4	8382,1	8400,6	8419,0	8437,1	8455,1	8472,9	8490,5

продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	87,9	86,7	85,4	84,2	81,2	80,0	78,9	77,8	76,7	75,6	74,6	73,6	72,6	71,6	70,7	69,7	68,8	67,9
2	В том числе из: переходящих скважин	87,9	86,7	85,4	84,2	81,2	80,0	78,9	77,8	76,7	75,6	74,6	73,6	72,6	71,6	70,7	69,7	68,8	67,9
3	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	89,3	87,9	86,7	85,4	84,2	81,2	80,0	78,9	77,8	76,7	75,6	74,6	73,6	72,6	71,6	70,7	69,7	68,8
4	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	87,9	86,7	85,4	84,2	81,2	80,0	78,9	77,8	76,7	75,6	74,6	73,6	72,6	71,6	70,7	69,7	68,8	67,9
5	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-1,3	-1,3	-1,3	-1,2	-3,0	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9
6	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,5	-1,5	-1,5	-1,4	-3,5	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3
7	Перевод скважин между объектами, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	3	1	2	6	2	0	1	1	0	4	2	3	3	3	1	2	3
9	В т.ч. под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	253	249	248	246	240	238	238	237	236	237	233	230	227	224	221	220	218	215
11	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	224	220	218	216	212	210	210	209	208	209	206	204	202	198	195	194	192	189
13	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	2	3	0	3	1	1	2	0	2	1	1	4	2	1	1	0	1
14	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	165	164	161	161	158	157	156	154	154	152	151	151	147	145	144	143	143	142
15	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	147	147	144	144	141	140	140	138	138	137	136	136	132	130	129	128	128	127
16	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	157,7	159,0	158,5	158,0	154,5	154,3	153,7	153,0	152,5	152,2	152,6	151,3	149,8	150,4	150,0	149,4	148,9	148,2
17	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5
18	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
19	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	244,2	234,5	231,3	228,6	225,8	222,5	220,2	217,2	215,0	218,0	218,7	216,6	213,5	211,0	207,7	205,3	203,0	200,4
20	Добыча жидкости всего, тыс.т.	15349,5	15263,6	15178,8	15094,9	14918,5	14835,7	14754,0	14673,2	14593,3	14514,4	14436,5	14359,4	14283,3	14208,1	14133,7	14060,2	13987,6	13915,8
21	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1443743	1459007	1474185	1489280	1504199	1519035	1533789	1548462	1563055	1577569	1592006	1606365	1620649	1634857	1648990	1663051	1677038	1690954
22	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	88986	89073	89158	89243	89324	89404	89483	89560	89637	89713	89787	89861	89934	90005	90076	90146	90214	90282
23	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,532	0,533	0,533	0,534	0,534	0,535	0,535	0,536	0,536	0,536	0,537	0,537	0,538	0,538	0,539	0,539	0,539	0,540
24	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9	96,9	97,0	97,1	97,2	97,2	97,3	97,4
25	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07
26	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7
27	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	14961,2	14874,5	14788,9	14704,3	14620,8	14537,2	14454,6	14373,1	14292,4	14212,8	14134,1	14056,3	13979,4	13903,4	13828,4	13754,2	13680,9	13608,4
28	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$	1446993	1461867	1476656	1491360	1505981	1520518	1534973	1549346	1563639	1577851	1591985	1606042	1620021	1633925	1647753	1661507	1675188	1688796
29	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	97,3	97,3	97,3	97,3	97,9	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7
30	с начала разработки, %	100,2	100,2	100,2	100,1	100,1	100,1	100,1	100,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
31	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	17,4	17,2	17,1	16,9	16,6	16,4	16,2	16,1	15,9	15,8	15,6	15,5	15,3	15,2	15,0	14,9	14,7	14,6
32	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	8507,9	8525,1	8542,2	8559,1	8575,7	8592,1	8608,3	8624,4	8640,3	8656,1	8671,7	8687,1	8702,4	8717,6	8732,6	8747,5	8762,2	8776,8

продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	67,0	66,1	65,3	64,4	63,6	62,8	61,9	61,1	60,3	47,6	47,0	46,5	44,1	43,7	43,3	42,9	42,5	41,5
2	В том числе из: переходящих скважин	67,0	66,1	65,3	64,4	63,6	62,8	61,9	61,1	60,3	47,6	47,0	46,5	44,1	43,7	43,3	42,9	42,5	41,5
3	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	67,9	67,0	66,1	65,3	64,4	63,6	62,8	61,9	61,1	60,3	47,6	47,0	46,5	44,1	43,7	43,3	42,9	42,5
4	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	67,0	66,1	65,3	64,4	63,6	62,8	61,9	61,1	60,3	47,6	47,0	46,5	44,1	43,7	43,3	42,9	42,5	41,5
5	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-12,8	-0,5	-0,5	-2,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-1,0
6	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-21,2	-1,1	-1,1	-5,2	-1,0	-0,8	-1,0	-1,0	-2,4
7	Перевод скважин между объектами, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	5	4	2	2	1	1	2	1	29	0	0	19	0	0	0	1	5
9	В т.ч. под закачку	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	214	209	204	202	200	199	198	196	195	166	166	166	147	147	147	147	146	141
11	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	188	186	181	179	177	177	175	174	172	146	146	146	130	130	130	130	129	125
13	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	2	2	2	0	0	0	0	56	1	0	18	0	0	0	0	5
14	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	142	142	141	139	137	137	137	137	137	81	80	80	62	62	62	62	62	57
15	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	127	127	126	124	122	122	122	122	122	66	65	65	55	55	55	55	55	50
16	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	147,7	147,9	148,2	148,5	148,0	147,5	147,1	146,7	146,3	147,0	146,8	146,5	95,4	95,2	95,1	94,9	94,7	103,3
17	Средняя обводненность продукции, %	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
18	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
19	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	198,2	196,0	193,8	191,6	189,5	187,5	185,5	183,6	181,5	170,8	158,1	157,8	104,6	104,3	103,9	103,6	103,3	123,5
20	Добыча жидкости всего, тыс.т.	13844,9	13774,8	13705,4	13636,9	13569,2	13502,2	13436,0	13370,6	13305,8	10336,7	10317,0	10297,4	5303,2	5293,6	5284,1	5274,6	5265,1	5230,4
21	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1704799	1718574	1732279	1745916	1759485	1772988	1786424	1799794	1813100	1823437	1833754	1844051	1849354	1854648	1859932	1865206	1870472	1875702
22	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	90349	90415	90481	90545	90609	90671	90733	90794	90855	90902	90949	90996	91040	91084	91127	91170	91212	91254
23	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,540	0,541	0,541	0,541	0,542	0,542	0,543	0,543	0,543	0,544	0,544	0,544	0,544	0,545	0,545	0,545	0,545	0,546
24	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,5	97,5	97,6	97,7	97,7	97,8	97,9	97,9	98,0	98,1	98,1	98,2	98,2	98,2	98,3	98,3	98,4	98,4
25	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04
26	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8
27	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	13536,8	13466,0	13396,0	13326,9	13258,5	13190,9	13124,0	13057,9	12992,6	10019,0	9998,7	9978,6	4498,9	4489,8	4480,8	4471,8	4462,8	4428,1
28	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1702333	1715799	1729195	1742522	1755781	1768971	1782095	1795153	1808146	1818165	1828164	1838142	1842641	1847131	1851612	1856083	1860546	1864974
29	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,5	97,5	96,8	96,8	96,8	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,5
30	с начала разработки, %	99,9	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,6	99,6	99,6	99,5	99,5	99,4
31	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	14,4	14,3	14,2	14,0	13,9	13,8	13,7	13,5	13,4	13,0	12,9	12,8	12,6	12,5	12,4	12,3	12,2	12,0
32	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	8791,3	8805,6	8819,8	8833,8	8847,7	8861,5	8875,1	8888,7	8902,1	8915,1	8927,9	8940,7	8953,3	8965,9	8978,3	8990,6	9002,8	9014,8

продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	41,1	40,7	40,3	40,0	39,6	39,3	38,9	38,6	38,2	37,4	37,1	36,8	36,5	36,1	35,8	35,5	35,2	34,9
2	В том числе из: переходящих скважин	41,1	40,7	40,3	40,0	39,6	39,3	38,9	38,6	38,2	37,4	37,1	36,8	36,5	36,1	35,8	35,5	35,2	34,9
3	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	41,5	41,1	40,7	40,3	40,0	39,6	39,3	38,9	38,6	38,2	37,4	37,1	36,8	36,5	36,1	35,8	35,5	35,2
4	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	41,1	40,7	40,3	40,0	39,6	39,3	38,9	38,6	38,2	37,4	37,1	36,8	36,5	36,1	35,8	35,5	35,2	34,9
5	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,8	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
6	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-2,0	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9
7	Перевод скважин между объектами, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
9	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	141	141	141	141	141	141	141	141	141	137	137	137	137	137	137	137	137	137
11	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	124	124	124	124	124	124	124	124	124	120	120	120	120	120	120	120	121	120
13	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	56	56	56	56	56	56
15	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	49	49	49	49	49	49
16	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	103,1	102,9	102,7	102,5	102,3	102,1	101,9	101,7	101,5	93,9	93,7	93,5	93,3	93,0	92,8	92,6	92,4	92,1
17	Средняя обводненность продукции, %	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,3	99,3	99,2	99,2	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
18	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
19	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	123,1	122,5	122,2	121,7	121,4	120,9	120,5	120,5	119,9	119,3	118,9	118,5	116,5	116,1	115,8	115,4	115,1	114,7
20	Добыча жидкости всего, тыс.т.	5221,1	5211,8	5202,6	5193,4	5184,2	5175,1	5166,0	5157,0	5148,0	4956,9	4948,0	4939,1	4930,2	4921,4	4912,7	4903,9	4895,2	4886,5
21	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1880923	1886135	1891337	1896531	1901715	1906890	1912056	1917213	1922361	1927318	1932266	1937205	1942135	1947057	1951969	1956873	1961769	1966655
22	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	91295	91336	91376	91416	91455	91495	91534	91572	91610	91648	91685	91722	91758	91794	91830	91866	91901	91936
23	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,546	0,546	0,546	0,547	0,547	0,547	0,547	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,549	0,549	0,549	0,549	0,550	0,550
24	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,5	98,5	98,6	98,6	98,7	98,7	98,7	98,8	98,8	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	99,1	99,2
25	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
26	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,1	4,2	4,3
27	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	4419,3	4410,6	4401,8	4393,1	4384,5	4375,9	4367,3	4358,7	4350,2	4341,8	4333,3	4324,9	4316,5	4308,2	4299,9	4291,6	4283,4	4275,2
28	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1869394	1873804	1878206	1882599	1886984	1891360	1895727	1900086	1904436	1908778	1913111	1917436	1921752	1926061	1930360	1934652	1938936	1943211
29	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	84,5	84,4	84,4	84,4	84,4	84,4	84,4	84,3	84,3	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,3	87,3	87,3
30	с начала разработки, %	99,4	99,3	99,3	99,3	99,2	99,2	99,1	99,1	99,1	99,0	99,0	99,0	99,0	98,9	98,9	98,9	98,8	98,8
31	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	11,9	11,8	11,7	11,6	11,5	11,4	11,3	11,2	11,1	10,9	10,8	10,7	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2
32	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	9026,6	9038,4	9050,0	9061,6	9073,1	9084,4	9095,7	9106,9	9117,9	9128,9	9139,7	9150,4	9161,1	9171,7	9182,1	9192,5	9202,8	9213,1

продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	Годы															
		2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	34,6	34,3	34,0	33,7	33,4	33,1	32,8	32,5	32,3	32,0	31,7	31,5	31,0	30,6	30,2	29,7
2	В том числе из: переходящих скважин	34,6	34,3	34,0	33,7	33,4	33,1	32,8	32,5	32,3	32,0	31,7	31,5	31,0	30,6	30,2	29,7
3	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	34,9	34,6	34,3	34,0	33,7	33,4	33,1	32,8	32,5	32,3	32,0	31,7	31,5	31,0	30,6	30,2
4	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	34,6	34,3	34,0	33,7	33,4	33,1	32,8	32,5	32,3	32,0	31,7	31,5	31,0	30,6	30,2	29,7
5	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5
6	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-1,3	-1,3	-1,5	-1,5
7	Перевод скважин между объектами, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
11	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
13	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
15	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
16	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	91,8	91,1	90,9	90,5	90,3	90,1	89,9	89,7	89,5	89,3	89,1	88,9	88,7	88,6	88,4	88,2
17	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4
18	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
19	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	114,3	114,0	113,7	113,3	113,0	112,6	112,1	111,7	111,4	111,1	110,7	110,3	110,0	109,6	109,4	109,1
20	Добыча жидкости всего, тыс.т.	4877,9	4869,3	4860,7	4852,1	4843,6	4835,1	4826,7	4818,2	4809,9	4801,5	4793,2	4784,8	4776,6	4768,3	4760,1	4751,9
21	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1971533	1976402	1981263	1986115	1990959	1995794	2000621	2005439	2010249	2015050	2019843	2024628	2029405	2034173	2038933	2043685
22	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	91970	92004	92038	92072	92105	92139	92171	92204	92236	92268	92300	92331	92362	92393	92423	92453
23	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,550	0,550	0,550	0,551	0,551	0,551	0,551	0,551	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,553	0,553
24	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,2	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7
25	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
26	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,5	4,7	4,8	5,0	5,3	5,5	5,8	6,1	6,4	6,8	7,2	7,7	8,3	8,9	9,6	10,5
27	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	4267,0	4258,9	4250,8	4242,7	4234,7	4226,7	4218,7	4210,8	4202,9	4195,0	4187,2	4179,3	4171,5	4163,7	4155,9	4148,1
28	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1947478	1951737	1955987	1960230	1964465	1968692	1972910	1977121	1981324	1985519	1989706	1993885	1998057	2002221	2006376	2010525
29	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,1
30	с начала разработки, %	98,8	98,8	98,7	98,7	98,7	98,6	98,6	98,6	98,6	98,5	98,5	98,5	98,5	98,4	98,4	98,4
31	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	10,1	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,3	9,1	9,0	8,8	8,7
32	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	9223,2	9233,3	9243,2	9253,1	9262,9	9272,7	9282,3	9291,9	9301,4	9310,8	9320,2	9329,4	9338,6	9347,6	9356,4	9365,1

продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	Годы																								
		2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	29,2	28,8	28,4	15,3	15,0	14,7	14,5	14,2	14,0	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
2	В том числе из: переходящих скважин	29,2	28,8	28,4	15,3	15,0	14,7	14,5	14,2	14,0	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
3	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	29,7	29,2	28,8	28,4	15,3	15,0	14,7	14,5	14,2	14,0	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4
4	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	29,2	28,8	28,4	15,3	15,0	14,7	14,5	14,2	14,0	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
5	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,5	-0,4	-0,4	-13,1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-6,6	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,5	-1,5	-1,5	-46,1	-1,8	-1,8	-1,8	-1,7	-1,8	-47,3	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-62,4	-1,1	-1,1	-1,2	-1,2	-1,2	-0,9	-0,9	-0,9
7	Перевод скважин между объектами, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	100	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0
9	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	137	137	137	37	37	37	37	37	37	31	31	31	31	31	31	31	31	3	3	3	3	3	3	3	3	3
11	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	120	120	120	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	25	25	3	3	3	3	3	3	3	3	3
13	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	40	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	56	56	56	16	16	16	16	16	16	13	13	13	13	13	13	13	13	3	3	3	3	3	3	3	3	3
15	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	49	49	49	10	10	10	10	10	10	7	7	7	7	7	7	7	7	3	3	3	3	3	3	3	3	3
16	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	88,0	87,9	87,7	107,7	107,5	107,3	107,1	106,9	106,7	66,9	66,7	66,4	66,2	66,0	65,8	65,5	65,3	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,3	58,3	58,3
17	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,3	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,1	99,1	99,1	97,4	97,5	97,5	97,5	97,5	97,6	97,6	97,6	97,6
18	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
19	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	108,8	108,5	108,2	106,3	106,0	105,7	105,4	105,1	104,8	119,6	119,0	118,5	117,5	116,9	116,3	115,8	114,9	109,8	107,8	107,4	105,1	103,9	102,8	101,7	100,8	100,0
20	Добыча жидкости всего, тыс.т.	4743,8	4735,6	4727,5	1917,0	1911,7	1906,5	1901,3	1896,2	1891,0	758,2	754,2	750,3	746,4	742,5	738,6	734,8	730,9	100,0	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
21	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	2048429	2053164	2057892	2059809	2061721	2063627	2065529	2067425	2069316	2070074	2070828	2071578	2072325	2073067	2073806	2074541	2075272	2075371	2075471	2075571	2075671	2075771	2075871	2075971	2076071	2076171
22	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	92482	92511	92539	92555	92570	92584	92599	92613	92627	92634	92642	92649	92656	92663	92670	92677	92684	92686	92689	92692	92694	92696	92699	92701	92704	92706
23	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,553	0,553	0,553	0,553	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554
24	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,8	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
25	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,6	12,9	14,5	9,2	9,9	10,8	11,9	13,3	15,1	9,3	10,2	11,2	12,5	14,1	16,3	19,3	23,6	11,6	13,0	14,8	17,1	20,4	25,4	33,6	50,2	100,0
27	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	4140,3	4132,6	4124,9	1925,6	1920,2	1914,8	1909,5	1904,2	1898,9	762,2	758,2	754,2	750,3	746,3	742,4	738,6	734,7	101,4	101,4	101,4	101,3	101,3	101,3	101,3	101,2	101,2
28	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	2014665	2018797	2022922	2024848	2026768	2028683	2030592	2032496	2034395	2035158	2035916	2036670	2037420	2038167	2038909	2039648	2040382	2040484	2040585	2040686	2040788	2040889	2040990	2041092	2041193	2041294
29	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	87,1	87,1	87,1	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,8	100,8	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7
30	с начала разработки, %	98,4	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3
31	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	8,5	8,4	8,3	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
32	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	9373,7	9382,1	9390,3	9393,4	9396,5	9399,5	9402,4	9405,3	9408,1	9408,9	9409,8	9410,6	9411,5	9412,3	9413,1	9414,0	9414,8	9415,1	9415,5	9415,8	9416,1	9416,5	9416,8	9417,1	9417,4	9417,8

Таблица 8.2 - Месторождение Кумколь. I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	107,0	100,0	89,4	80,1	72,5	64,8	57,9	56,2	54,6	53,0	51,5	50,0	48,6	47,2	45,8	44,6	43,3	42,1
2	В том числе из: переходящих скважин	107,0	100,0	89,4	80,1	72,5	64,8	57,9	56,2	54,6	53,0	51,5	50,0	48,6	47,2	45,8	44,6	43,3	42,1
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	136,6	107,0	100,0	89,4	80,1	72,5	64,8	57,9	56,2	54,6	53,0	51,5	50,0	48,6	47,2	45,8	44,6	43,3
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	107,0	100,0	89,4	80,1	72,5	64,8	57,9	56,2	54,6	53,0	51,5	50,0	48,6	47,2	45,8	44,6	43,3	42,1
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-29,6	-7,0	-10,6	-9,3	-7,5	-7,8	-6,9	-1,7	-1,6	-1,6	-1,5	-1,5	-1,4	-1,4	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-21,7	-6,5	-10,6	-10,4	-9,4	-10,7	-10,6	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8
8	Перевод скважин с других объектов, шт	4	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	1	2	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	6	4	2	0	0	1	2	2	2	2	3	3	2	2	2	3	2	2
12	В т.ч. под закачку	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	151	146	142	141	140	140	137	135	133	130	127	124	122	120	118	115	113	111
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	137	133	129	125	124	125	122	119	118	115	113	110	108	107	105	102	100	99
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	4	3	3	2	1	2	1	1	1	1	2	1	1	2	1	2	1	1
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	122	121	118	116	115	113	112	111	110	109	107	106	105	102	101	99	98	97
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	110	109	106	104	103	101	100	99	98	97	95	94	93	91	90	88	87	86
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	367	369	368	368	370	365	367	365	353	357	358	362	360	358	356	357	355	353
19	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,3	2,3	2,2	2,0	2,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	589	557	548	515	495	491	489	488	487	485	483	482	481	476	474	478	476	474
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	14586	14209	13806	13123	12828	12601	12485	12371	12258	12147	12037	11929	11822	11717	11613	11511	11410	11310
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	446522	460732	474538	487661	500490	513091	525576	537947	550205	562351	574389	586317	598139	609856	621469	632980	644389	655699
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	31030	31130	31219	31299	31372	31436	31494	31550	31605	31658	31709	31759	31808	31855	31901	31946	31989	32031
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,545	0,547	0,549	0,550	0,551	0,552	0,553	0,554	0,555	0,556	0,557	0,558	0,559	0,560	0,561	0,561	0,562	0,563
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,6	93,9	94,1	94,4	94,6	94,8	95,0	95,1	95,3	95,5	95,6	95,8	95,9	96,1	96,2	96,3	96,5	96,6
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,32	0,30	0,27	0,24	0,22	0,20	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,8	4,7	4,4	4,1	3,9	3,6	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	16270	15117	14338	13487	13254	13028	12911	12933	12818	12706	12595	12485	12377	12270	12165	12061	11958	11857
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	446284	461401	475739	489226	502480	515508	528419	541352	554171	566876	579471	591956	604332	616602	628767	640828	652786	664643
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	111	106	104	103	103	103	103	104	104	104	105	105	105	105	105	105	105	105
32	с начала разработки, %	99,9	100,1	100,3	100,3	100,4	100,5	100,5	100,6	100,7	100,8	100,9	101,0	101,0	101,1	101,2	101,2	101,3	101,4
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	334	335	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	347	348	349	350	351

продолжение таблицы 8.2

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	40,9	39,8	38,7	37,6	36,6	35,6	34,7	33,7	32,8	31,9	31,1	30,4	29,7	29,0	28,4	27,7	27,1	26,5
2	В том числе из: переходящих скважин	40,9	39,8	38,7	37,6	36,6	35,6	34,7	33,7	32,8	31,9	31,1	30,4	29,7	29,0	28,4	27,7	27,1	26,5
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	42,1	40,9	39,8	38,7	37,6	36,6	35,6	34,7	33,7	32,8	31,9	31,1	30,4	29,7	29,0	28,4	27,7	27,1
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	40,9	39,8	38,7	37,6	36,6	35,6	34,7	33,7	32,8	31,9	31,1	30,4	29,7	29,0	28,4	27,7	27,1	26,5
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,3	-2,3	-2,3	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	3	2	4	2	3	1	3	2	0	1	0	0	0	2	1	1	1
12	В т.ч. под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	110	106	104	101	99	97	96	93	91	91	90	90	89	89	87	86	85	84
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	98	94	92	90	89	85	84	82	82	81	80	80	80	79	77	76	75	74
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	1	1	2	1	1	2	0	0	1	2	3	1	1	2	0	1	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	96	96	95	93	92	91	89	89	89	88	86	85	85	84	82	82	81	81
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	85	85	84	82	81	80	79	79	79	78	76	75	75	74	72	72	71	71
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	347	343	341	342	338	333	332	332	330	328	329	327	322	320	320	318	316	315
19	Средняя обводненность продукции, %	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	472	469	468	474	472	472	469	466	464	463	463	461	458	456	455	452	450	448
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	11212	11115	11019	10925	10831	10740	10649	10560	10471	10384	10299	10214	10130	10048	9966	9886	9807	9729
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	666911	678025	689044	699969	710800	721540	732189	742749	753220	763604	773903	784117	794247	804295	814261	824148	833955	843683
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	32072	32112	32150	32188	32225	32260	32295	32329	32362	32393	32425	32455	32485	32514	32542	32570	32597	32623
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,564	0,564	0,565	0,566	0,566	0,567	0,567	0,568	0,569	0,569	0,570	0,570	0,571	0,571	0,572	0,572	0,573	0,573
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,7	96,8	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,5	97,6	97,7	97,8	97,9	98,0	98,1	98,1	98,2	98,3	98,4
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,6	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	11757	11659	11562	11466	11372	11279	11187	11096	11006	10918	10831	10745	10660	10577	10494	10412	10332	10253
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	676400	688060	699622	711088	722460	733738	744925	756021	767028	777946	788777	799522	810182	820759	831253	841665	851997	862250
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
32	с начала разработки, %	101,4	101,5	101,5	101,6	101,6	101,7	101,7	101,8	101,8	101,9	101,9	102,0	102,0	102,0	102,1	102,1	102,2	102,2
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	351	352	353	354	354	355	356	356	357	357	358	359	359	360	360	361	361	362

продолжение таблицы 8.2

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	25,9	25,3	24,7	24,2	23,6	23,1	22,5	22,0	21,5	21,1	20,6	20,1	19,7	19,3	18,9	18,4	18,0	17,7
2	В том числе из: переходящих скважин	25,9	25,3	24,7	24,2	23,6	23,1	22,5	22,0	21,5	21,1	20,6	20,1	19,7	19,3	18,9	18,4	18,0	17,7
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	26,5	25,9	25,3	24,7	24,2	23,6	23,1	22,5	22,0	21,5	21,1	20,6	20,1	19,7	19,3	18,9	18,4	18,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	25,9	25,3	24,7	24,2	23,6	23,1	22,5	22,0	21,5	21,1	20,6	20,1	19,7	19,3	18,9	18,4	18,0	17,7
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	3	1	1	1	2	0	0	1	0	2	1	3	2	2	0	1	2
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	83	80	79	78	77	75	75	75	74	74	72	71	68	66	64	64	63	61
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	73	70	69	68	68	66	66	66	65	65	64	63	60	58	56	56	55	53
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	2	1	1	0	0	1
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	81	80	80	80	80	79	79	79	79	79	78	78	76	75	74	74	74	73
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	71	71	71	71	71	70	70	70	70	70	69	69	67	66	65	65	65	64
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	313	311	309	308	306	306	305	303	302	300	300	301	296	299	299	298	296	294
19	Средняя обводненность продукции, %	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	446	444	441	439	436	431	429	427	425	422	476	428	425	424	418	416	414	411
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	9652	9576	9501	9426	9353	9281	9210	9140	9070	9002	8934	8867	8802	8737	8673	8609	8547	8485
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	853335	862911	872411	881838	891191	900472	909682	918822	927892	936894	945828	954695	963497	972233	980906	989515	998062	1006547
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	32649	32675	32699	32723	32747	32770	32793	32815	32836	32857	32878	32898	32918	32937	32956	32974	32992	33010
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,574	0,574	0,575	0,575	0,575	0,576	0,576	0,577	0,577	0,577	0,578	0,578	0,578	0,579	0,579	0,579	0,580	0,580
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,5	98,5	98,6	98,7	98,8	98,8	98,9	99,0	99,0	99,1	99,2	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,5	99,6
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,8	5,0	5,1	5,3	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,5	6,8	7,2	7,6	8,0	8,5	9,1	9,8	10,6
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	10174	10097	10021	9945	9871	9798	9725	9654	9583	9514	9445	9377	9310	9244	9179	9114	9051	8988
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	872424	882521	892542	902487	912359	922156	931882	941535	951119	960632	970077	979454	988764	998008	1007187	1016301	1025351	1034339
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	105	105	105	105	105	105	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
32	с начала разработки, %	102,2	102,3	102,3	102,3	102,4	102,4	102,4	102,5	102,5	102,5	102,6	102,6	102,6	102,7	102,7	102,7	102,7	102,8
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	362	363	363	364	364	365	365	366	366	367	367	367	368	368	369	369	369	370

продолжение таблицы 8.2

№ п/п	Показатели	Годы											
		2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	17,3	16,9	16,6	16,2	15,9	15,5	15,2	14,8	14,5	2,1	2,1	2,0
2	В том числе из: переходящих скважин	17,3	16,9	16,6	16,2	15,9	15,5	15,2	14,8	14,5	2,1	2,1	2,0
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	17,7	17,3	16,9	16,6	16,2	15,9	15,5	15,2	14,8	14,5	2,1	2,1
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	17,3	16,9	16,6	16,2	15,9	15,5	15,2	14,8	14,5	2,1	2,1	2,0
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-12,3	-0,1	-0,1
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,3	-2,3	-2,4	-85,2	-4,1	-4,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	4	3	2	1	0	1	1	1	29	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	61	57	54	52	51	51	50	49	48	19	19	19
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	53	51	48	46	45	45	44	43	42	16	16	16
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	1	1	0	0	0	0	0	55	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	73	73	72	71	71	71	71	71	71	16	16	16
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	64	64	63	62	62	62	62	62	62	8	8	8
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	293	294	300	303	301	300	299	298	297	472	471	470
19	Средняя обводненность продукции, %	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	100,0	100,0	100,0
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	409	407	404	402	401	399	397	395	393	629	627	626
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	8424	8364	8305	8305	8188	12601	8075	8019	7964	5005	4995	4985
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1014971	1023335	1031640	1039944	1048133	1060734	1068808	1076827	1084791	1089796	1094791	1099775
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	33027	33044	33061	33077	33093	33108	33124	33138	33153	33155	33157	33159
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,580	0,581	0,581	0,581	0,581	0,582	0,582	0,582	0,583	0,583	0,583	0,583
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,6	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	100	100	100	100
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,01	0,01	0,01
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,6	12,8	14,4	16,5	19,3	23,5	30,0	41,8	70,1	34,7	51,0	100,0
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	8926	8865	8804	8744	8685	8627	8570	8513	8457	5493	5482	5471
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1043265	1052130	1060934	1069678	1078363	1086991	1095561	1104074	1112531	1118023	1123505	1128975
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	106	106	106	106	106	106	106	106	106	110	110	110
32	с начала разработки, %	102,8	102,8	102,8	102,9	102,9	102,5	102,5	102,5	102,6	102,6	102,6	102,7
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,02	0,02	0,02
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	370	370	371	371	371	372	372	372	373	373	373	373

Таблица 8.3 - Месторождение Кумколь. Объект II. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	124,4	105,9	93,8	83,3	77,3	71,6	67,4	66,6	65,7	64,9	64,1	63,3	62,5	61,7	60,9	60,2	59,4	58,7
2	В том числе из: переходящих скважин	124,4	105,9	93,8	83,3	77,3	71,6	67,4	66,6	65,7	64,9	64,1	63,3	62,5	61,7	60,9	60,2	59,4	58,7
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	150,8	124,4	105,9	93,8	83,3	77,3	71,6	67,4	66,6	65,7	64,9	64,1	63,3	62,5	61,7	60,9	60,2	59,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	124,4	105,9	93,8	83,3	77,3	71,6	67,4	66,6	65,7	64,9	64,1	63,3	62,5	61,7	60,9	60,2	59,4	58,7
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-26,5	-18,5	-12,1	-10,5	-6,0	-5,8	-4,2	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-17,5	-14,9	-11,4	-11,2	-7,2	-7,4	-5,8	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	7	3	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	5	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	2	1	1	0	0	0	2	3	1	1	0	0	0	0	2	1	2
12	В т.ч. под закачку	7	4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	174	172	174	175	174	173	173	171	168	167	166	166	166	166	166	165	164	162
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	153	151	154	155	153	151	151	149	147	146	145	145	145	145	145	144	143	142
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	4	3	2	3	2	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0	2	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	81	82	80	77	76	76	76	76	76	75	75	73	73	73	73	71	71	71
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	71	72	70	67	66	66	66	66	66	66	66	64	64	64	64	62	62	62
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	155	133	124	119	116	113	110	110	108	107	107	106	105	105	104	106	105	105
19	Средняя обводненность продукции, %	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	99	99	99	99	99	99	99	99
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	3,5	2,8	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	268	231	212	208	195	190	185	181	180	179	178	178	177	177	176	174	173	173
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	6108	5556	5259	4932	4724	4530	4332	4323	4314	4305	4296	4286	4277	4268	4259	4250	4241	4233
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	256953	262508	267767	272700	277423	281954	286286	290609	294923	299227	303523	307809	312087	316355	320614	324865	329106	333339
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	38360	38465	38559	38643	38720	38792	38859	38925	38991	39056	39120	39183	39246	39308	39369	39429	39488	39547
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,504	0,505	0,507	0,508	0,509	0,510	0,511	0,511	0,512	0,513	0,514	0,515	0,516	0,516	0,517	0,518	0,519	0,520
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,6	89,9	90,1	90,3	90,5	90,6	90,8	90,9	91,1	91,3	91,4	91,5	91,7	91,8	92,0	92,1	92,3	92,4
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,29	0,25	0,22	0,19	0,18	0,17	0,16	0,16	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,7	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	5251	4764	4504	4259	3994	3839	3682	3673	3664	3655	3646	3637	3628	3620	3611	3602	3594	3585
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	252640	257404	261908	266166	270161	274000	277682	281355	285018	288673	292319	295956	299585	303205	306816	310418	314011	317597
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	85,0	84,8	84,8	85,5	83,8	84,0	84,2	84,2	84,2	84,2	84,2	84,1	84,1	84,1	84,1	84,1	84,1	84,0
32	с начала разработки, %	98,3	98,1	97,8	97,6	97,4	97,2	97,0	96,8	96,6	96,5	96,3	96,1	96,0	95,8	95,7	95,6	95,4	95,3
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	24,2	22,8	22,2	21,2	20,1	19,3	18,6	18,4	18,2	18,0	17,8	17,6	17,4	17,2	17,0	16,8	16,7	16,5
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	5269	5292	5314	5335	5355	5374	5393	5411	5430	5448	5465	5483	5500	5518	5535	5551	5568	5585

продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	57,9	57,2	56,5	55,8	55,1	54,4	53,7	53,1	52,4	51,8	51,1	50,5	49,9	49,3	48,6	48,0	47,4	46,9
2	В том числе из: переходящих скважин	57,9	57,2	56,5	55,8	55,1	54,4	53,7	53,1	52,4	51,8	51,1	50,5	49,9	49,3	48,6	48,0	47,4	46,9
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	58,7	57,9	57,2	56,5	55,8	55,1	54,4	53,7	53,1	52,4	51,8	51,1	50,5	49,9	49,3	48,6	48,0	47,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	57,9	57,2	56,5	55,8	55,1	54,4	53,7	53,1	52,4	51,8	51,1	50,5	49,9	49,3	48,6	48,0	47,4	46,9
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	5	0	1	3	1	1	1	1	2	1	0	0	1	0	0	1
12	В т.ч. под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	162	160	155	155	154	151	150	149	149	148	146	145	145	145	144	144	144	143
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	142	140	136	136	136	132	131	130	130	129	127	127	126	126	126	126	126	126
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	1	0	1	2	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	71	70	69	69	68	66	66	66	65	64	64	63	63	63	63	62	61	61
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	62	61	60	60	59	57	57	57	57	56	56	55	55	55	55	54	54	54
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	104	104	103	102	102	102	101	101	100	100	99	99	98	97	100	100	100	99
19	Средняя обводненность продукции, %	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,6
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	172	171	171	170	169	168	167	166	165	164	164	163	162	161	161	160	159	159
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	4224	4215	4206	4197	4188	4180	4171	4162	4154	4145	4137	4128	4120	4111	4103	4094	4086	4078
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	337562	341777	345983	350180	354369	358548	362719	366882	371036	375181	379318	383446	387565	391676	395779	399874	403959	408037
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	39605	39662	39718	39774	39829	39884	39937	39991	40043	40095	40146	40196	40246	40295	40344	40392	40440	40486
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,520	0,521	0,522	0,523	0,523	0,524	0,525	0,525	0,526	0,527	0,527	0,528	0,529	0,529	0,530	0,531	0,531	0,532
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,5	92,7	92,8	92,9	93,1	93,2	93,3	93,4	93,6	93,7	93,8	93,9	94,0	94,1	94,3	94,4	94,5	94,6
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	3577	3568	3559	3551	3543	3534	3526	3518	3509	3501	3493	3485	3477	3468	3460	3452	3444	3436
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	321173	324741	328301	331852	335394	338928	342454	345972	349481	352982	356475	359960	363437	366905	370365	373818	377262	380698
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	84,0	84,0	84,0	84,0	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9	83,8	83,8	83,8	83,8	83,8	83,8	83,7	83,7
32	с начала разработки, %	95,1	95,0	94,9	94,8	94,6	94,5	94,4	94,3	94,2	94,1	94,0	93,9	93,8	93,7	93,6	93,5	93,4	93,3
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	16,3	16,1	15,9	15,8	15,6	15,4	15,3	15,1	14,9	14,8	14,6	14,4	14,3	14,1	14,0	13,8	13,7	13,5
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	5601	5617	5633	5649	5664	5680	5695	5710	5725	5740	5754	5769	5783	5797	5811	5825	5839	5852

продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2060	**2061**	**2062**	**2063**	**2064**	**2065**	**2066**	**2067**	**2068**	**2069**	**2070**	**2071**	**2072**	**2073**	**2074**	**2075**	**2076**	**2077**
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	46,3	45,7	45,2	44,6	44,1	43,5	43,0	42,5	41,9	41,4	40,9	40,4	39,9	39,4	39,0	38,5	38,0	37,6
2	В том числе из: переходящих скважин	46,3	45,7	45,2	44,6	44,1	43,5	43,0	42,5	41,9	41,4	40,9	40,4	39,9	39,4	39,0	38,5	38,0	37,6
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	46,9	46,3	45,7	45,2	44,6	44,1	43,5	43,0	42,5	41,9	41,4	40,9	40,4	39,9	39,4	39,0	38,5	38,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	46,3	45,7	45,2	44,6	44,1	43,5	43,0	42,5	41,9	41,4	40,9	40,4	39,9	39,4	39,0	38,5	38,0	37,6
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	143	143	143	142	142	142	142	141	141	141	140	139	139	138	137	137	136	135
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	126	125	125	124	124	124	124	123	123	123	122	122	123	121	120	120	119	118
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	61	60	59	59	58	58	57	57	57	56	56	56	56	55	55	54	54	54
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	54	53	52	52	51	51	51	51	51	50	50	50	50	49	49	48	48	48
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	99	98	98	98	97	97	96	96	96	95	94	94	94	93	93	92	92	91
19	Средняя обводненность продукции, %	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	158	157	156	156	154	154	153	152	152	151	150	149	149	147	146	145	145	144
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	4069	4061	4053	4045	4036	4027	4018	4009	4000	3991	3982	3973	3964	3955	3946	3937	3928	3920
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	412106	416167	420220	424265	428301	432328	436346	440355	444355	448345	452327	456300	460263	464218	468164	472102	476030	479950
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	40533	40578	40624	40668	40712	40756	40799	40841	40883	40925	40965	41006	41046	41085	41124	41163	41201	41238
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,533	0,533	0,534	0,534	0,535	0,536	0,536	0,537	0,537	0,538	0,538	0,539	0,539	0,540	0,540	0,541	0,541	0,542
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,7	94,8	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,4	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0	96,1	96,2	96,3	96,3
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	3428	3421	3413	3405	3397	3388	3379	3371	3362	3353	3345	3336	3328	3319	3311	3302	3294	3286
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	384127	387547	390960	394365	397762	401150	404530	407900	411262	414616	417961	421297	424624	427944	431255	434557	437851	441137
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	83,7	83,7	83,7	83,7	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,5	83,5	83,5	83,5	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4
32	с начала разработки, %	93,2	93,1	93,0	93,0	92,9	92,8	92,7	92,6	92,6	92,5	92,4	92,3	92,3	92,2	92,1	92,0	92,0	91,9
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	13,4	13,2	13,1	12,9	12,8	12,7	12,5	12,4	12,3	12,1	12,0	11,9	11,7	11,6	11,5	11,4	11,2	11,1
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	5866	5879	5892	5905	5918	5930	5943	5955	5967	5980	5992	6003	6015	6027	6038	6050	6061	6072

продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Показатели	Годы																							
		2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	37,1	36,7	36,2	35,8	35,3	34,9	34,5	34,1	33,7	33,3	32,9	32,5	32,1	31,7	31,3	30,9	30,6	30,2	29,8	29,5	29,1	28,8	28,4	28,1
2	В том числе из: переходящих скважин	37,1	36,7	36,2	35,8	35,3	34,9	34,5	34,1	33,7	33,3	32,9	32,5	32,1	31,7	31,3	30,9	30,6	30,2	29,8	29,5	29,1	28,8	28,4	28,1
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	37,6	37,1	36,7	36,2	35,8	35,3	34,9	34,5	34,1	33,7	33,3	32,9	32,5	32,1	31,7	31,3	30,9	30,6	30,2	29,8	29,5	29,1	28,8	28,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	37,1	36,7	36,2	35,8	35,3	34,9	34,5	34,1	33,7	33,3	32,9	32,5	32,1	31,7	31,3	30,9	30,6	30,2	29,8	29,5	29,1	28,8	28,4	28,1
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	134	133	132	132	131	130	130	129	129	129	129	129	129	129	129	129	128	128	128	128	128	128	128	128
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	117	117	116	116	115	115	114	114	113	113	113	113	113	113	113	113	112	113	112	112	112	112	112	112
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	54	54	54	53	53	53	53	53	53	52	51	51	51	51	51	51	51	50	50	50	50	50	50	50
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	48	48	48	47	47	47	47	47	47	46	45	45	45	45	45	45	45	44	44	44	44	44	44	44
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	91	90	90	89	88	88	88	87	87	86	86	86	85	85	85	84	84	84	83	83	83	82	82	82
19	Средняя обводненность продукции, %	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	143	143	142	141	140	140	139	139	138	137	136	135	135	134	133	133	132	131	131	130	129	129	128	128
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	3911	3902	3894	3885	3877	3868	3860	3851	3843	3834	3826	3818	3810	3801	3793	3785	3777	3769	3761	3753	3745	3737	3729	3721
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	483861	487763	491657	495542	499419	503287	507146	510998	514840	518675	522501	526319	530128	533929	537723	541507	545284	549053	552814	556566	560311	564048	567776	571497
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	41275	41312	41348	41384	41419	41454	41489	41523	41556	41590	41623	41655	41687	41719	41750	41781	41812	41842	41872	41901	41930	41959	41988	42016
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,542	0,543	0,543	0,544	0,544	0,545	0,545	0,546	0,546	0,546	0,547	0,547	0,548	0,548	0,549	0,549	0,549	0,550	0,550	0,551	0,551	0,551	0,552	0,552
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9	96,9	97,0	97,1	97,2	97,2	97,3	97,4	97,5	97,5	97,6	97,7	97,8	97,8	97,9	98,0	98,0	98,1	98,2
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	3278	3269	3261	3253	3245	3237	3229	3221	3213	3205	3197	3189	3181	3174	3166	3158	3150	3143	3135	3128	3120	3113	3105	3098
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	444414	447684	450945	454198	457442	460679	463908	467129	470341	473546	476743	479932	483113	486287	489453	492611	495761	498904	502039	505167	508287	511400	514505	517602
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	82,9	82,9	82,9
32	с начала разработки, %	91,8	91,8	91,7	91,7	91,6	91,5	91,5	91,4	91,4	91,3	91,2	91,2	91,1	91,1	91,0	91,0	90,9	90,9	90,8	90,8	90,7	90,7	90,6	90,6
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	11,0	10,9	10,8	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1	9,0	8,9	8,8	8,7	8,6
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	6083	6094	6105	6115	6126	6136	6146	6157	6167	6177	6187	6196	6206	6216	6225	6234	6244	6253	6262	6271	6280	6288	6297	6306

продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Показатели	Годы																							
		2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	27,8	27,4	27,1	26,8	26,5	26,2	25,8	25,5	25,2	24,9	24,6	24,3	24,1	23,8	23,5	23,2	22,9	22,7	22,4	22,1	21,9	21,6	21,4	21,1
2	В том числе из: переходящих скважин	27,8	27,4	27,1	26,8	26,5	26,2	25,8	25,5	25,2	24,9	24,6	24,3	24,1	23,8	23,5	23,2	22,9	22,7	22,4	22,1	21,9	21,6	21,4	21,1
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	28,1	27,8	27,4	27,1	26,8	26,5	26,2	25,8	25,5	25,2	24,9	24,6	24,3	24,1	23,8	23,5	23,2	22,9	22,7	22,4	22,1	21,9	21,6	21,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	27,8	27,4	27,1	26,8	26,5	26,2	25,8	25,5	25,2	24,9	24,6	24,3	24,1	23,8	23,5	23,2	22,9	22,7	22,4	22,1	21,9	21,6	21,4	21,1
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	113	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	81	81	81	80	80	80	79	79	79	78	78	78	78	77	77	77	76	76	76	76	75	75	75	74
19	Средняя обводненность продукции, %	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	127	127	126	126	125	125	124	124	123	123	122	122	121	121	120	120	119	119	118	118	117	117	117	116
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	3713	3705	3697	3690	3682	3674	3667	3659	3651	3644	3636	3629	3621	3614	3606	3599	3592	3584	3577	3570	3563	3555	3548	3541
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	575210	578915	582613	586302	589984	593659	597325	600984	604635	608279	611915	615544	619165	622779	626385	629984	633576	637160	640737	644307	647870	651425	654973	658514
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	42043	42071	42098	42125	42151	42177	42203	42229	42254	42279	42303	42328	42352	42376	42399	42422	42445	42468	42490	42513	42534	42556	42577	42599
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,552	0,553	0,553	0,553	0,554	0,554	0,555	0,555	0,555	0,556	0,556	0,556	0,556	0,557	0,557	0,557	0,558	0,558	0,558	0,559	0,559	0,559	0,559	0,560
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,2	98,3	98,4	98,4	98,5	98,5	98,6	98,7	98,7	98,8	98,8	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,5	99,5
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,4	6,7	7,1	7,6	8,1	8,7	9,4
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	3090	3083	3076	3068	3061	3054	3047	3040	3032	3025	3018	3011	3004	2997	2990	2984	2977	2970	2963	2956	2950	2943	2936	2930
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	520693	523776	526852	529920	532981	536035	539082	542121	545154	548179	551198	554209	557213	560211	563201	566185	569162	572131	575095	578051	581000	583943	586880	589809
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	82,9	82,9	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5
32	с начала разработки, %	90,5	90,5	90,4	90,4	90,3	90,3	90,2	90,2	90,2	90,1	90,1	90,0	90,0	90,0	89,9	89,9	89,8	89,8	89,8	89,7	89,7	89,6	89,6	89,6
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	8,5	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4	7,3	7,2	7,2	7,1	7,0	6,9	6,9	6,8	6,7	6,6
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	6314	6323	6331	6339	6347	6355	6363	6371	6379	6387	6394	6402	6409	6417	6424	6431	6438	6445	6452	6459	6466	6473	6480	6486

продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Показатели	Годы																				
		2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	20,7	20,3	19,9	19,4	19,0	18,6	18,1	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,5	4,4	4,3	4,3
2	В том числе из: переходящих скважин	20,7	20,3	19,9	19,4	19,0	18,6	18,1	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,5	4,4	4,3	4,3
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	21,1	20,7	20,3	19,9	19,4	19,0	18,6	18,1	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,5	4,4	4,3
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	20,7	20,3	19,9	19,4	19,0	18,6	18,1	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,5	4,4	4,3	4,3
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,4	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-12,9	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,9	-1,9	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,3	-71,0	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	128	128	128	128	128	128	128	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	112	112	112	112	112	112	112	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	50	50	50	50	50	50	50	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	44	44	44	44	44	44	44	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	74	74	74	73	73	73	73	78	78	77	77	76	76	75	75	74	74	74	73	73	72
19	Средняя обводненность продукции, %	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	116	115	115	114	114	113	113	129	128	127	126	126	125	124	123	123	122	121	120	120	119
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	3534	3527	3520	3513	3506	3499	3492	682	678	674	670	666	662	658	654	650	646	642	639	635	631
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	662048	665575	669094	672607	676113	679611	683103	683785	684463	685138	685808	686474	687136	687794	688448	689098	689745	690387	691026	691661	692292
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	42619	42640	42659	42679	42698	42716	42735	42740	42745	42750	42755	42760	42765	42770	42774	42779	42784	42788	42792	42797	42801
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,560	0,560	0,561	0,561	0,561	0,561	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,6	99,6	99,7	99,7	99,8	99,8	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	10,2	11,2	12,3	13,7	15,6	18,0	21,5	7,9	8,5	9,1	9,8	10,7	11,8	13,2	15,0	17,3	20,6	25,6	33,9	50,4	100,0
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	2923	2916	2910	2903	2896	2890	2883	685	681	677	673	669	665	661	657	653	649	645	641	637	633
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	592732	595648	598558	601461	604357	607247	610130	610815	611496	612173	612846	613514	614179	614840	615496	616149	616798	617443	618084	618721	619354
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	82,4	82,4	82,4	82,4	82,4	82,3	82,3	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	89,5	89,5	89,5	89,4	89,4	89,4	89,3	89,3	89,3	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4	89,5	89,5
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	6,5	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	6493	6499	6505	6512	6517	6523	6529	6529	6530	6531	6531	6532	6532	6533	6533	6534	6534	6535	6535	6536	6536

Таблица 8.4 - Месторождение Кумколь. Объект III. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	20,1	18,3	16,4	14,3	13,0	12,3	11,6	11,6	11,6	11,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,4	11,4	11,4	11,4
2	В том числе из: переходящих скважин	20,1	18,3	16,4	14,3	13,0	12,3	11,6	11,6	11,6	11,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,4	11,4	11,4	11,4
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	28,2	20,1	18,3	16,4	14,3	13,0	12,3	11,6	11,6	11,6	11,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,4	11,4	11,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	20,1	18,3	16,4	14,3	13,0	12,3	11,6	11,6	11,6	11,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,4	11,4	11,4	11,4
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-8,1	-1,7	-2,0	-2,1	-1,2	-0,7	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-28,7	-8,6	-10,8	-12,8	-8,6	-5,5	-5,5	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	6	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	1	0	1	1	0	0
12	В т.ч. под закачку	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	27	26	25	23	22	21	21	21	21	20	20	19	18	19	18	16	16	16
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	24	24	23	22	20	19	19	19	19	19	18	17	17	18	17	16	15	15
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	31	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	31	30	30
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	30	29	29
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	185,3	188,3	198,4	187,5	184,5	182,1	170,5	170,2	169,2	168,3	167,4	165,9	164,3	145,0	145,4	144,4	143,8	143,1
19	Средняя обводненность продукции, %	99,0	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	3,1	3,4	3,7	3,2	3,1	3,0	2,9	3,1	3,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	278,1	224,0	195,9	194,7	185,4	178,3	172,6	160,9	160,0	158,5	157,7	157,1	156,9	156,6	156,4	154,8	156,0	155,8
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1924,2	1852,7	1756,4	1651,1	1550,4	1459,6	1383,1	1379,2	1375,3	1371,4	1367,5	1364,9	1362,3	1359,7	1357,1	1354,5	1351,9	1349,3
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	110810	112662	114419	116070	117620	119080	120463	121842	123217	124589	125956	127321	128683	130043	131400	132754	134106	135456
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	14108	14127	14143	14157	14170	14182	14194	14206	14217	14229	14240	14252	14263	14275	14286	14298	14309	14321
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,482	0,483	0,483	0,484	0,484	0,485	0,485	0,486	0,486	0,486	0,487	0,487	0,488	0,488	0,488	0,489	0,489	0,490
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,6	91,7	91,8	91,9	92,0	92,1	92,1	92,2	92,3	92,4	92,4	92,5	92,6	92,7	92,7	92,8	92,9	92,9
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,13	0,12	0,11	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,5	1,4	1,3	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	2540	2383	2194	1986	1798	1689	1592	1386	1382	1378	1374	1371	1369	1366	1364	1361	1358	1356
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	136315	138698	140892	142878	144677	146366	147958	149344	150726	152104	153478	154849	156218	157584	158948	160309	161667	163023
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	131	128	124	120	115	115	115	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	123,0	123,1	123,1	123,1	123,0	122,9	122,8	122,6	122,3	122,1	121,9	121,6	121,4	121,2	121,0	120,8	120,6	120,4
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	4,8	4,8	4,2	3,7	3,4	3,2	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1935	1939	1944	1947	1951	1954	1957	1960	1963	1966	1969	1971	1974	1977	1980	1983	1986	1989

продолжение таблицы 8.4

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	11,4	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
2	В том числе из: переходящих скважин	11,4	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	11,4	11,4	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	11,4	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	-1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	17	17	17	16	16	16	16	17	15	15	15	15	15	15	15	15	14	14
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	16	16	17	15	15	15	15	16	14	15	14	14	14	14	14	15	13	13
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	0	0	0	1	0	2	0	0	0	2	0	2	0	2	0	0	2
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	29	29	29	29	28	28	26	26	27	27	25	25	23	23	21	21	21	19
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	28	28	28	28	27	27	25	25	26	26	24	24	22	22	20	20	20	18
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	135,0	134,7	134,1	131,9	131,4	131,2	130,8	119,3	121,1	120,3	119,8	119,3	119,1	118,9	118,7	118,5	118,2	118,0
19	Средняя обводненность продукции, %	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	154,1	153,9	153,8	153,7	151,7	151,0	151,8	151,1	148,6	147,3	146,9	146,6	146,0	145,9	143,0	142,8	142,7	141,4
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1346,7	1344,2	1342,9	1341,5	1340,2	1338,9	1337,6	1336,3	1335,0	1333,6	1332,3	1331,0	1329,7	1328,4	1327,1	1325,8	1324,5	1323,2
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	136802	138147	139489	140831	142171	143510	144848	146184	147519	148853	150185	151516	152846	154174	155501	156827	158151	159475
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	14332	14343	14355	14366	14377	14389	14400	14411	14422	14434	14445	14456	14467	14479	14490	14501	14512	14523
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,490	0,490	0,491	0,491	0,491	0,492	0,492	0,493	0,493	0,493	0,494	0,494	0,495	0,495	0,495	0,496	0,496	0,496
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,0	93,1	93,2	93,2	93,3	93,4	93,5	93,5	93,6	93,7	93,8	93,8	93,9	94,0	94,0	94,1	94,2	94,3
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1353	1351	1349	1348	1347	1345	1344	1343	1341	1340	1339	1337	1336	1335	1334	1332	1331	1330
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	164376	165727	167076	168424	169771	171117	172461	173803	175145	176485	177824	179161	180497	181832	183166	184498	185829	187158
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	120,2	120,0	119,8	119,6	119,4	119,2	119,1	118,9	118,7	118,6	118,4	118,2	118,1	117,9	117,8	117,6	117,5	117,4
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1992	1995	1998	2000	2003	2006	2009	2012	2015	2018	2020	2023	2026	2029	2032	2035	2037	2040

продолжение таблицы 8.4

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	11,2	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
2	В том числе из: переходящих скважин	11,2	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	11,2	11,2	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	11,2	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	14	13	13	13	13	13	13	13	13	14	13	12	12	12	12	11	11	11
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	13	13	12	12	12	12	12	12	12	13	12	11	11	11	11	10	10	10
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	2	0	2	0	0	2	0	1	0	1	2	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	19	20	18	18	16	16	16	14	14	13	13	13	11	11	11	11	11	11
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	18	19	17	17	15	15	15	14	14	13	13	13	11	11	11	11	11	11
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	117,8	126,3	126,2	125,6	125,1	124,5	123,9	123,5	123,1	124,7	124,9	121,4	120,6	120,4	119,4	118,9	118,7	118,6
19	Средняя обводненность продукции, %	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,3	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	141,3	118,2	115,4	114,0	112,5	112,0	111,5	109,0	108,7	126,8	126,4	126,6	124,2	123,9	123,5	122,8	122,2	121,5
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1322,0	1320,7	1319,4	1318,2	1316,9	1315,7	1314,5	1313,2	1312,0	1310,8	1309,5	1308,3	1307,1	1305,8	1304,6	1303,4	1302,2	1301,0
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	160797	162117	163437	164755	166072	167387	168702	170015	171327	172638	173947	175256	176563	177869	179173	180477	181779	183080
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	14534	14546	14557	14568	14579	14590	14601	14612	14623	14634	14645	14656	14667	14678	14689	14700	14711	14722
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,497	0,497	0,498	0,498	0,498	0,499	0,499	0,499	0,500	0,500	0,501	0,501	0,501	0,502	0,502	0,502	0,503	0,503
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,3	94,4	94,5	94,6	94,6	94,7	94,8	94,8	94,9	95,0	95,1	95,1	95,2	95,3	95,3	95,4	95,5	95,6
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1328	1327	1326	1325	1323	1322	1321	1320	1318	1317	1316	1315	1313	1312	1311	1310	1308	1307
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	188487	189814	191140	192464	193787	195109	196430	197750	199068	200385	201701	203016	204329	205641	206952	208262	209570	210877
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	117,2	117,1	117,0	116,8	116,7	116,6	116,4	116,3	116,2	116,1	116,0	115,8	115,7	115,6	115,5	115,4	115,3	115,2
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2043	2046	2049	2052	2054	2057	2060	2063	2066	2068	2071	2074	2077	2080	2082	2085	2088	2091

продолжение таблицы 8.4

№ п/п	Показатели	Годы																						
		2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	11,0	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7
2	В том числе из: переходящих скважин	11,0	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	11,0	11,0	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	11,0	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	9	9	9	9	9	9	21	9	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	9	9	9	9	9	9	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	118,4	118,2	113,9	113,8	113,6	113,6	113,4	113,3	113,2	113,1	113,0	112,9	112,7	112,6	112,4	112,3	112,1	108,6	108,5	108,4	108,3	108,2	108,0
19	Средняя обводненность продукции, %	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	120,9	120,2	119,9	119,6	119,4	119,2	119,1	119,0	118,6	118,4	118,1	117,9	117,6	117,2	116,8	116,5	116,2	116,0	115,7	115,0	114,8	114,5	114,3
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1299,7	1298,5	1297,3	1296,1	1294,9	1293,6	1292,4	1291,2	1290,0	1288,8	1287,6	1286,4	1285,2	1284,0	1282,8	1281,6	1280,4	1279,2	1278,0	1276,8	1275,6	1274,4	1273,2
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	184379	185678	186975	188271	189566	190860	192152	193443	194734	196022	197310	198596	199881	201165	202448	203730	205010	206289	207567	208844	210120	211394	212667
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	14733	14744	14755	14766	14777	14788	14799	14810	14821	14832	14842	14853	14864	14875	14886	14896	14907	14918	14929	14940	14950	14961	14972
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,504	0,504	0,504	0,505	0,505	0,505	0,506	0,506	0,507	0,507	0,507	0,508	0,508	0,508	0,509	0,509	0,510	0,510	0,510	0,511	0,511	0,511	0,512
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,6	95,7	95,8	95,8	95,9	96,0	96,1	96,1	96,2	96,3	96,3	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,8	96,8	96,9	97,0	97,0	97,1	97,2
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1306	1305	1304	1302	1301	1300	1299	1297	1296	1295	1294	1293	1291	1290	1289	1288	1287	1285	1284	1283	1282	1281	1279
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	212183	213488	214792	216094	217395	218695	219994	221291	222588	223883	225176	226469	227760	229050	230339	231627	232914	234199	235483	236766	238048	239328	240608
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	115,1	115,0	114,9	114,8	114,7	114,6	114,5	114,4	114,3	114,2	114,1	114,0	113,9	113,9	113,8	113,7	113,6	113,5	113,4	113,4	113,3	113,2	113,1
33	Добыча нефтяного газа, $млн.м^3$	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, $млн.м^3$	2094	2096	2099	2102	2105	2107	2110	2113	2116	2118	2121	2124	2127	2129	2132	2135	2138	2140	2143	2146	2149	2151	2154

продолжение таблицы 8.4

№ п/п	Показатели	Годы																			
		2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4
2	В том числе из: переходящих скважин	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,4	10,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	108,0	107,8	107,7	107,6	107,5	107,4	107,2	107,1	106,9	106,8	106,6	106,5	106,3	106,1	105,0	104,8	104,3	104,2	104,0	103,9
19	Средняя обводненность продукции, %	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	114,0	113,7	114,1	113,4	112,8	112,5	112,2	108,6	108,4	108,2	108,1	107,9	107,6	107,4	107,2	107,0	106,7	106,6	106,3	105,8
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1272,0	1270,8	1269,6	1268,4	1267,2	1266,1	1264,9	1263,7	1262,5	1261,3	1260,2	1259,0	1257,8	1256,7	1255,5	1254,3	1253,2	1252,0	1250,8	1249,7
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	213939	215210	216480	217748	219015	220281	221546	222810	224072	225334	226594	227853	229111	230367	231623	232877	234130	235382	236633	237883
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	14982	14993	15004	15014	15025	15036	15046	15057	15068	15078	15089	15099	15110	15120	15131	15141	15152	15162	15173	15183
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,512	0,512	0,513	0,513	0,514	0,514	0,514	0,515	0,515	0,515	0,516	0,516	0,516	0,517	0,517	0,518	0,518	0,518	0,519	0,519
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,2	97,3	97,4	97,5	97,5	97,6	97,7	97,7	97,8	97,9	97,9	98,0	98,1	98,1	98,2	98,3	98,3	98,4	98,5	98,5
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8	3,9	4,1	4,3	4,4
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1278	1277	1276	1275	1273	1272	1271	1270	1269	1267	1266	1265	1264	1263	1262	1260	1259	1258	1257	1256
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	241886	243163	244439	245713	246986	248259	249530	250799	252068	253335	254602	255867	257130	258393	259655	260915	262174	263432	264689	265945
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	113,1	113,0	112,9	112,8	112,8	112,7	112,6	112,6	112,5	112,4	112,4	112,3	112,2	112,2	112,1	112,0	112,0	111,9	111,9	111,8
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2157	2159	2162	2165	2168	2170	2173	2176	2178	2181	2184	2186	2189	2192	2194	2197	2200	2202	2205	2208

продолжение таблицы 8.4

№ п/п	Показатели	Годы																			
		2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,0	9,8	9,7	9,5	9,3	9,1	2,6	2,6
2	В том числе из: переходящих скважин	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,0	9,8	9,7	9,5	9,3	9,1	2,6	2,6
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,0	9,8	9,7	9,5	9,3	9,1	2,6
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,0	9,8	9,7	9,5	9,3	9,1	2,6	2,6
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-6,5	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,7	-1,9	-71,6	-0,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	3	3
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	3	3
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	30	6	3	3
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	3	3
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	103,8	103,6	103,6	103,5	103,4	103,3	103,3	103,2	103,1	103,0	102,9	102,9	102,8	102,7	102,6	102,6	102,5	102,4	58,4	58,4
19	Средняя обводненность продукции, %	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,3	97,4	97,4
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	105,5	105,3	105,2	104,8	104,5	104,4	104,1	104,0	103,9	103,8	103,7	103,5	103,4	103,3	103,0	102,8	102,6	102,5	115,2	114,8
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1248,5	1247,4	1246,2	1245,0	1243,9	1242,7	1241,6	1240,4	1239,3	1238,1	1237,0	1235,8	1234,7	1233,5	1232,4	1231,2	1230,1	1229,0	100,0	100,0
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	239131	240379	241625	242870	244114	245357	246598	247839	249078	250316	251553	252789	254023	255257	256489	257721	258951	260180	260280	260380
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	15193	15204	15214	15225	15235	15245	15255	15266	15276	15286	15297	15307	15317	15327	15336	15346	15355	15364	15367	15369
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,519	0,520	0,520	0,520	0,521	0,521	0,521	0,522	0,522	0,523	0,523	0,523	0,524	0,524	0,524	0,525	0,525	0,525	0,525	0,525
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,6	98,7	98,7	98,8	98,9	98,9	99,0	99,1	99,1	99,2	99,3	99,3	99,4	99,5	99,5	99,6	99,7	99,7	99,7	99,8
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,02	0,02
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,6	4,9	5,1	5,4	5,7	6,0	6,4	6,8	7,3	7,8	8,5	9,3	10,0	10,9	12,0	13,4	15,2	17,6	6,1	6,5
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1254	1253	1252	1251	1250	1249	1247	1246	1245	1244	1243	1242	1240	1239	1238	1237	1235	1234	102	102
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	267199	268452	269704	270955	272205	273454	274701	275948	277193	278437	279680	280921	282162	283401	284639	285875	287111	288345	288447	288548
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	111,7	111,7	111,6	111,6	111,5	111,5	111,4	111,3	111,3	111,2	111,2	111,1	111,1	111,0	111,0	110,9	110,9	110,8	110,8	110,8
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	0,4	0,4
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2210	2213	2216	2218	2221	2223	2226	2229	2231	2234	2237	2239	2242	2244	2247	2249	2251	2254	2254	2254

продолжение таблицы 8.4

№ п/п	Показатели	Годы														
		2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
2	В том числе из: переходящих скважин	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-1,1	-1,1	-1,2	-1,2	-1,2	-0,9	-0,9	-0,9
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,3	58,3	58,3
19	Средняя обводненность продукции, %	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,5	97,5	97,5	97,5	97,6	97,6	97,6	97,6
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	114,4	113,3	112,8	112,3	112,1	110,9	109,8	107,8	107,4	105,1	103,9	102,8	101,7	100,8	100,0
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	260480	260580	260680	260780	260880	260980	261080	261180	261280	261379	261479	261579	261679	261779	261879
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	15372	15375	15377	15380	15382	15385	15387	15390	15393	15395	15397	15400	15402	15405	15407
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,525	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,527	0,527
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,9	7,4	8,0	8,6	9,5	10,4	11,6	13,0	14,8	17,1	20,4	25,4	33,6	50,2	100
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	102	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	288650	288751	288853	288954	289055	289157	289258	289360	289461	289562	289664	289765	289866	289968	290069
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2255	2255	2255	2256	2256	2256	2257	2257	2258	2258	2258	2259	2259	2259	2259

Таблица 8.5- Месторождение Кумколь. Объект IV. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																											
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	12,8	13,5	12,3	11,3	11,3	10,7	10,7	10,4	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,7	8,4	8,1	7,9	7,6	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	6,0	5,9
2	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	14,3	12,8	13,5	12,3	11,3	11,3	10,7	10,7	10,4	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,7	8,4	8,1	7,9	7,6	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	6,0
3	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	12,8	13,5	12,3	11,3	11,3	10,7	10,7	10,4	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,7	8,4	8,1	7,9	7,6	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	6,0	5,9
4	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-1,5	0,7	-1,2	-1,0	0,0	-0,5	0,0	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
5	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,4	5,5	-9,1	-8,2	-0,2	-4,6	0,0	-2,9	-3,1	-3,1	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-3,2	-3,2	-3,1	-3,1	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7
6	Ввод новых добывающих скважин, шт	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	В т.ч. под закачку	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	12	12	11	11	12	12	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
11	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	9	10	10	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
12	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
13	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
14	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	253,0	156,2	130,5	118,9	138,7	108,6	124,9	114,2	112,7	111,2	109,8	108,5	107,2	106,0	104,9	103,8	102,8	102,6	102,4	102,3	102,0	101,8	101,6	101,4	101,4	101,3	101,3
15	Средняя обводненность продукции, %	96,7	96,2	96,5	96,5	96,9	96,8	97,2	97,2	97,3	97,3	97,3	97,3	97,4	97,4	97,4	97,5	97,5	97,6	97,6	97,7	97,8	97,8	97,9	97,9	98,0	98,0	98,1
16	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	3,5	2,8	2,7	2,4	2,5	2,2	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
17	Добыча жидкости всего, тыс.т.	385,1	353,8	347,0	318,1	368,1	332,4	385,4	376,8	368,7	360,9	353,6	346,6	339,9	333,6	327,5	321,8	316,3	315,5	314,6	313,8	312,6	311,5	310,4	309,3	309,1	308,9	308,8
18	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	5764	6118	6465	6783	7151	7484	7869	8246	8615	8976	9329	9676	10016	10349	10677	10998	11315	11630	11945	12259	12571	12883	13193	13502	13812	14120	14429
19	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	990,6	1004,1	1016,4	1027,7	1039,0	1049,7	1060,4	1070,9	1081,0	1090,8	1100,3	1109,5	1118,4	1127,1	1135,5	1143,7	1151,6	1159,2	1166,6	1173,8	1180,8	1187,5	1194,1	1200,5	1206,7	1212,8	1218,7
20	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,199	0,202	0,204	0,207	0,209	0,211	0,213	0,215	0,217	0,219	0,221	0,223	0,225	0,227	0,228	0,230	0,232	0,233	0,235	0,236	0,238	0,239	0,240	0,242	0,243	0,244	0,245
21	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	74,0	75,0	75,9	76,8	77,6	78,4	79,2	80,0	80,7	81,5	82,2	82,9	83,5	84,2	84,8	85,4	86,0	86,6	87,1	87,7	88,2	88,7	89,2	89,7	90,1	90,6	91,0
22	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
23	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,5	3,9	3,7	3,5	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0	4,1	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7
24	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	91,0	64,9	77,7	54,8	37,3	37,0	36,7	36,4	36,1	35,8	35,5	35,3	35,0	34,7	34,5	34,2	34,0	33,7	33,5	33,3	33,0	32,8	32,6	32,4	32,2	32,0	31,8
25	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	660,1	725,0	802,7	857,5	894,8	931,8	968,5	1004,9	1041,0	1076,8	1112,3	1147,6	1182,6	1217,3	1251,8	1286,1	1320,0	1353,8	1387,3	1420,5	1453,5	1486,4	1518,9	1551,3	1583,5	1615,5	1647,3
26	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,4	2,7	2,4	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
27	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	188,8	191,4	193,8	195,9	197,9	199,8	201,7	203,6	205,3	207,1	208,7	210,3	211,9	213,4	214,8	216,2	217,6	218,8	220,1	221,3	222,5	223,6	224,7	225,7	226,7	227,7	228,7

продолжение таблицы 8.5

№ п/п	Показатели	Годы																			
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	5,7	5,6	5,4	5,3	5,2	5,1	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,3	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,0
2	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	5,9	5,7	5,6	5,4	5,3	5,2	5,1	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,3	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1
3	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	5,7	5,6	5,4	5,3	5,2	5,1	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,3	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,0
4	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-1,9	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
5	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,6	-2,6	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,3	-2,3	-2,3	-2,2	-43,6	-3,0	-3,0	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6
6	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0
9	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	8	8	8	8	8	8	8
11	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	8	8	8	8	8	8	8
12	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
13	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
14	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	101,2	101,2	101,1	101,1	101,0	101,0	100,9	100,9	100,8	100,8	100,7	100,7	100,6	89,6	89,6	89,5	89,4	89,4	89,3	89,2
15	Средняя обводненность продукции, %	98,1	98,2	98,2	98,3	98,3	98,4	98,4	98,4	98,5	98,5	98,5	98,6	98,6	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0	99,0
16	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	18,0	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
17	Добыча жидкости всего, тыс.т.	308,6	308,4	308,1	307,9	307,7	307,5	307,2	307,0	306,8	306,5	306,3	306,1	305,9	212,0	211,8	211,7	211,5	211,4	211,2	211,1
18	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	14738	15046	15354	15662	15970	16277	16585	16892	17198	17505	17811	18117	18423	18635	18847	19059	19270	19482	19693	19904
19	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1224,4	1230,0	1235,4	1240,7	1245,9	1251,0	1255,9	1260,7	1265,4	1270,0	1274,5	1278,9	1283,2	1285,6	1287,9	1290,2	1292,4	1294,6	1296,7	1298,7
20	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,246	0,247	0,249	0,250	0,251	0,252	0,253	0,254	0,255	0,255	0,256	0,257	0,258	0,259	0,259	0,260	0,260	0,260	0,261	0,261
21	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,4	91,9	92,3	92,7	93,0	93,4	93,8	94,2	94,5	94,8	95,2	95,5	95,8	96,0	96,2	96,4	96,5	96,7	96,8	97,0
22	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
23	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,8	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,5	6,8	7,1	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8
24	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	31,6	31,4	31,2	31,0	30,9	30,7	30,5	30,4	30,2	30,0	29,9	29,7	29,5	29,4	29,2	29,1	28,9	28,8	28,7	28,5
25	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1678,9	1710,3	1741,5	1772,5	1803,4	1834,1	1864,6	1895,0	1925,2	1955,2	1985,0	2014,7	2044,3	2073,7	2102,9	2132,0	2160,9	2189,7	2218,4	2246,9
26	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
27	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	229,6	230,5	231,3	232,2	233,0	233,8	234,6	235,3	236,0	236,7	237,4	238,1	238,7	239,2	239,7	240,1	240,6	241,0	241,4	241,8

продолжение таблицы 8.5

№ п/п	Показатели	Годы																			
		2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	0,5
2	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2
3	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	0,5
4	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,8
5	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,6	-62,7
6	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
11	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
12	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
13	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
14	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	89,2	89,1	89,1	89,0	89,0	88,9	88,8	88,8	88,7	88,7	88,6	88,6	88,5	88,5	88,4	88,4	88,3	88,2	88,2	88,1
15	Средняя обводненность продукции, %	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,2	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4
16	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
17	Добыча жидкости всего, тыс.т.	210,9	210,8	210,7	210,5	210,4	210,3	210,1	210,0	209,9	209,7	209,6	209,5	209,4	209,2	209,1	209,0	208,8	208,7	208,6	208,5
18	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	20115	20326	20536	20747	20957	21168	21378	21588	21798	22007	22217	22426	22636	22845	23054	23263	23472	23681	23889	24098
19	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1300,7	1302,6	1304,5	1306,3	1308,1	1309,9	1311,6	1313,2	1314,8	1316,4	1317,9	1319,4	1320,8	1322,2	1323,6	1324,9	1326,2	1327,5	1328,7	1329,2
20	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,262	0,262	0,262	0,263	0,263	0,264	0,264	0,264	0,264	0,265	0,265	0,265	0,266	0,266	0,266	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267
21	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,1	97,3	97,4	97,6	97,7	97,8	98,0	98,1	98,2	98,3	98,4	98,5	98,6	98,7	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,3
22	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
23	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,9	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	6,0	6,2	6,5	6,7	7,0	7,3	7,7	8,1	8,6	9,2	9,9	10,7	4,5
24	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	28,4	28,3	28,1	28,0	27,9	27,8	27,7	27,5	27,4	27,3	27,2	27,1	27,0	26,9	26,7	26,6	26,5	26,4	26,3	26,2
25	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	2275,3	2303,5	2331,7	2359,7	2387,6	2415,4	2443,0	2470,6	2498,0	2525,3	2552,5	2579,6	2606,5	2633,4	2660,1	2686,8	2713,3	2739,7	2766,0	2792,2
26	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
27	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	242,2	242,6	242,9	243,3	243,7	244,0	244,3	244,6	245,0	245,3	245,6	245,8	246,1	246,4	246,6	246,9	247,1	247,4	247,6	247,8

продолжение таблицы 8.5

№ п/п	Показатели	Годы													
		2091	**2092**	**2093**	**2094**	**2095**	**2096**	**2097**	**2098**	**2099**	**2100**	**2101**	**2102**	**2103**	**2104**
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	1,2	1,2	1,2	1,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
2	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0,5	1,2	1,2	1,2	1,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
3	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	1,2	1,2	1,2	1,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	0,7	0,0	0,0	0,0	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	154,0	3,4	-2,6	-2,7	-58,0	-1,0	-1,0	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,4
6	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	8	8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
11	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	8	8	8	8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
12	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	88,1	88,0	88,0	87,9	154,3	154,3	154,2	154,2	154,2	154,1	154,1	154,1	154,1	154,0
15	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,5	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8
16	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
17	Добыча жидкости всего, тыс.т.	208,3	208,2	208,1	208,0	182,5	182,4	182,4	182,4	182,3	182,3	182,3	182,2	182,2	182,1
18	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	24306	24514	24722	24930	25113	25295	25478	25660	25842	26025	26207	26389	26571	26753
19	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1330,3	1331,5	1332,7	1333,9	1334,3	1334,8	1335,3	1335,8	1336,2	1336,7	1337,1	1337,6	1338,0	1338,4
20	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269
21	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,4	99,4	99,5	99,6	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	100,0
22	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,9	13,9	15,8	18,2	9,4	10,2	11,3	12,5	14,2	16,3	19,2	23,5	30,3	43,0
24	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	26,1	26,0	25,9	25,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	2818,3	2844,4	2870,3	2896,1	2896,1	2896,1	2896,1	2896,1	2896,1	2896,1	2896,1	2896,1	2896,1	2896,1
26	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
27	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	248,1	248,3	248,5	248,7	248,8	248,9	249,0	249,0	249,1	249,2	249,2	249,3	249,4	249,4

Таблица 8.6 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	170,7	151,5	134,0	118,4	105,6	92,8	82,8	81,7	80,6	79,6	78,5	77,5	76,5	75,5	74,5	73,5	72,6	71,6
2	В том числе из: переходящих скважин	170,7	151,5	134,0	118,4	105,6	92,8	82,8	81,7	80,6	79,6	78,5	77,5	76,5	75,5	74,5	73,5	72,6	71,6
3	новых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	219,8	170,7	151,5	134,0	118,4	105,6	92,8	82,8	81,7	80,6	79,6	78,5	77,5	76,5	75,5	74,5	73,5	72,6
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	170,7	151,5	134,0	118,4	105,6	92,8	82,8	81,7	80,6	79,6	78,5	77,5	76,5	75,5	74,5	73,5	72,6	71,6
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-49,1	-19,2	-17,6	-15,6	-12,8	-12,8	-9,9	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-22,3	-11,2	-11,6	-11,6	-10,8	-12,2	-10,7	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3
8	Перевод скважин с других объектов, шт	10	3	3	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	10	3	3	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	5	2	0	1	1	2	0	4	5	4	3	3	3	2	3	4	2	3
12	В т.ч. под закачку	7	6	0	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	272	264	264	263	261	259	259	255	250	246	243	240	237	235	232	227	225	222
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	245	240	241	240	236	234	234	229	226	223	220	216	214	213	210	206	203	201
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	7	5	4	4	3	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	2	2	1
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	174	175	171	167	165	164	163	162	161	160	159	156	155	154	153	152	150	149
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	171	172	168	164	162	161	160	159	158	157	156	153	152	151	150	149	147	146
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	252,1	212,3	187,3	185,2	196,6	178,7	180,6	174,9	168,6	167,1	166,5	165,7	164,2	163,3	162,1	161,0	160,2	159,1
19	Средняя обводненность продукции, %	98,8	98,9	99,0	99,1	99,1	99,2	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,3	1,9	1,6	1,5	1,5	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	245,0	231,3	224,8	217,8	209,6	200,9	194,5	184,0	183,6	183,3	181,9	181,7	181,4	180,2	179,0	177,6	177,4	176,2
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	14028	13720	13267	12743	12278	11757	11446	11336	11228	11121	11015	10912	10811	10711	10613	10516	10420	10326
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	523366	537086	550353	563096	575374	587132	598578	609914	621142	632263	643278	654191	665002	675713	686326	696842	707262	717588
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	43635	43786	43920	44039	44144	44237	44320	44401	44482	44562	44640	44718	44794	44870	44944	45018	45090	45162
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,488	0,490	0,491	0,493	0,494	0,495	0,496	0,497	0,498	0,499	0,499	0,500	0,501	0,502	0,503	0,504	0,505	0,505
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,3	89,6	89,8	90,1	90,3	90,5	90,7	90,8	91,0	91,2	91,3	91,5	91,6	91,8	91,9	92,1	92,2	92,4
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,24	0,22	0,19	0,17	0,15	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	13308	12963	12529	12015	11501	11029	10677	10502	10394	10287	10182	10080	9979	9879	9781	9684	9589	9495
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	496058	509021	521550	533564	545065	556094	566771	577273	587667	597954	608136	618215	628194	638073	647854	657538	667127	676623
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	98,5	97,9	97,5	96,6	96,3	96,2	96,0	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6
32	с начала разработки, %	94,8	94,8	94,8	94,8	94,7	94,7	94,7	94,6	94,6	94,6	94,5	94,5	94,5	94,4	94,4	94,4	94,3	94,3
33	Добыча нефтяного газа, $млн.м^3$	24,2	23,9	23,3	22,2	20,9	19,9	19,0	18,9	18,7	18,5	18,3	18,2	18,0	17,8	17,7	17,5	17,3	17,2
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, $млн.м^3$	4015	4039	4062	4085	4106	4125	4145	4163	4182	4201	4219	4237	4255	4273	4291	4308	4325	4343

продолжение таблицы 8.6

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	70,7	69,8	68,9	68,1	67,2	66,4	65,5	64,7	63,9	63,1	62,3	61,7	61,0	60,4	59,7	59,1	58,5	57,9	57,2
2	В том числе из: переходящих скважин	70,7	69,8	68,9	68,1	67,2	66,4	65,5	64,7	63,9	63,1	62,3	61,7	61,0	60,4	59,7	59,1	58,5	57,9	57,2
3	новых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	71,6	70,7	69,8	68,9	68,1	67,2	66,4	65,5	64,7	63,9	63,1	62,3	61,7	61,0	60,4	59,7	59,1	58,5	57,9
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	70,7	69,8	68,9	68,1	67,2	66,4	65,5	64,7	63,9	63,1	62,3	61,7	61,0	60,4	59,7	59,1	58,5	57,9	57,2
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	4	6	4	3	5	2	3	3	1	2	1	0	0	2	1	2	1	2
12	В т.ч. под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	221	216	210	206	203	198	196	193	189	188	186	185	184	184	182	181	179	178	176
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	200	195	191	187	186	179	177	174	172	171	168	168	167	166	165	165	162	161	160
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	2	2	1	1	3	3	3	0	1	1	3	2	3	1	3	1	1	2	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	147	146	145	144	141	138	135	135	135	134	131	129	127	126	123	122	121	119	119
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	144	144	143	142	139	136	133	133	133	132	129	127	125	124	121	120	119	117	117
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	154,8	154,1	153,2	151,6	150,8	150,4	149,6	148,9	148,1	147,2	146,5	145,7	143,3	142,3	143,4	142,7	142,1	141,5	140,8
19	Средняя обводненность продукции, %	99,3	98,9	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	174,1	172,4	172,3	172,2	169,9	169,3	169,0	167,6	164,9	164,2	164,1	163,0	161,5	160,7	158,2	156,6	155,8	154,1	152,9
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	10233	10141	10052	9965	9878	9793	9709	9626	9544	9463	9384	9306	9229	9153	9078	9004	8931	8859	8788
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	727822	737963	748015	757980	767858	777651	787359	796985	806529	815993	825377	834683	843911	853064	862142	871145	880076	888935	897724
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	45233	45302	45371	45439	45507	45573	45638	45703	45767	45830	45892	45954	46015	46075	46135	46194	46253	46311	46368
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,506	0,507	0,508	0,508	0,509	0,510	0,511	0,511	0,512	0,513	0,513	0,514	0,515	0,516	0,516	0,517	0,518	0,518	0,519
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,5	92,7	92,8	93,0	93,1	93,2	93,4	93,5	93,6	93,8	93,9	94,0	94,1	94,3	94,4	94,5	94,6	94,7	94,9
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	9403	9311	9223	9135	9049	8964	8880	8798	8717	8637	8558	8480	8403	8327	8253	8179	8107	8036	7965
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	686025	695337	704559	713695	722744	731708	740588	749386	758103	766739	775297	783777	792180	800507	808760	816940	825047	833082	841048
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6
32	с начала разработки, %	94,3	94,2	94,2	94,2	94,1	94,1	94,1	94,0	94,0	94,0	93,9	93,9	93,9	93,8	93,8	93,8	93,7	93,7	93,7
33	Добыча нефтяного газа, $млн.м^3$	17,0	16,9	16,7	16,6	16,4	16,3	16,1	16,0	15,8	15,7	15,5	15,4	15,3	15,1	15,0	14,9	14,7	14,6	14,5
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, $млн.м^3$	4360	4376	4393	4410	4426	4442	4458	4474	4490	4506	4521	4537	4552	4567	4582	4597	4612	4627	4641

продолжение таблицы 8.6

№ п/п	Показатели	Годы																							
		2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	56,6	56,0	55,4	54,8	54,2	53,6	53,0	52,4	51,8	51,3	50,7	50,2	49,6	49,1	48,6	48,1	47,6	47,1	46,6	46,1	45,6	45,1	44,6	44,1
2	В том числе из: переходящих скважин	56,6	56,0	55,4	54,8	54,2	53,6	53,0	52,4	51,8	51,3	50,7	50,2	49,6	49,1	48,6	48,1	47,6	47,1	46,6	46,1	45,6	45,1	44,6	44,1
3	новых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	57,2	56,6	56,0	55,4	54,8	54,2	53,6	53,0	52,4	51,8	51,3	50,7	50,2	49,6	49,1	48,6	48,1	47,6	47,1	46,6	46,1	45,6	45,1	44,6
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	56,6	56,0	55,4	54,8	54,2	53,6	53,0	52,4	51,8	51,3	50,7	50,2	49,6	49,1	48,6	48,1	47,6	47,1	46,6	46,1	45,6	45,1	44,6	44,1
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-1,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	1	2	1	1	0	1	1	0	3	1	1	2	2	1	2	2	1	3	1	1	2	1	1
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	175	174	172	171	170	170	169	168	168	165	164	163	161	159	158	156	154	153	150	149	148	146	145	144
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	159	157	155	155	154	154	153	152	152	149	148	148	145	143	142	140	138	137	136	135	134	132	132	130
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	2	0	3	0	0	2	0	1	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	118	116	116	113	113	113	111	111	110	110	110	108	108	108	107	107	107	107	107	107	106	104	104	104
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	116	114	114	111	111	111	109	109	109	109	109	107	107	107	106	106	106	106	106	106	105	103	103	103
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	140,2	139,6	139,2	138,4	137,9	137,2	136,5	136,0	135,2	134,6	134,1	133,6	133,0	132,5	131,9	131,4	130,9	130,3	129,9	129,3	128,7	128,2	127,6	127,2
19	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	151,3	149,6	148,4	146,2	145,1	143,9	141,9	140,8	139,3	138,2	137,2	134,7	133,7	132,7	131,3	130,3	129,3	128,4	127,4	126,5	125,2	124,2	123,3	122,5
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	8718	8650	8582	8515	8449	8384	8320	8257	8194	8133	8072	8013	7954	7896	7838	7782	7726	7671	7617	7564	7511	7459	7408	7358
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	906442	915092	923673	932188	940637	949021	957341	965597	973792	981925	989997	998009	1005963	1013859	1021697	1029479	1037205	1044876	1052494	1060058	1067569	1075028	1082436	1089794
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	46425	46481	46536	46591	46645	46698	46751	46804	46856	46907	46958	47008	47058	47107	47155	47203	47251	47298	47345	47391	47436	47481	47526	47570
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,519	0,520	0,521	0,521	0,522	0,523	0,523	0,524	0,524	0,525	0,525	0,526	0,527	0,527	0,528	0,528	0,529	0,529	0,530	0,530	0,531	0,531	0,532	0,532
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,0	95,1	95,2	95,3	95,4	95,5	95,6	95,7	95,9	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9	96,9	97,0	97,1	97,2	97,3
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	7896	7828	7760	7694	7628	7564	7500	7437	7376	7315	7255	7195	7137	7079	7023	6967	6911	6857	6803	6751	6698	6647	6596	6546
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	848944	856771	864532	872226	879854	887418	894918	902355	909731	917046	924300	931495	938632	945712	952734	959701	966612	973469	980273	987023	993722	1000369	1006965	1013511
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6
32	с начала разработки, %	93,7	93,6	93,6	93,6	93,5	93,5	93,5	93,5	93,4	93,4	93,4	93,3	93,3	93,3	93,3	93,2	93,2	93,2	93,1	93,1	93,1	93,1	93,0	93,0
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	14,4	14,2	14,1	14,0	13,9	13,8	13,6	13,5	13,4	13,3	13,2	13,1	13,0	12,8	12,7	12,6	12,5	12,4	12,3	12,2	12,1	12,0	11,9	11,8
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	4655	4670	4684	4698	4712	4725	4739	4753	4766	4779	4792	4805	4818	4831	4844	4857	4869	4882	4894	4906	4918	4930	4942	4954

продолжение таблицы 8.6

№ п/п	Показатели	Годы																				
		2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	43,6	43,1	30,7	30,4	30,2	30,0	29,8	29,5	29,3	29,1	28,9	28,6	28,4	28,2	28,0	27,8	27,6	27,4	27,2	27,0	26,3
2	В том числе из: переходящих скважин	43,6	43,1	30,7	30,4	30,2	30,0	29,8	29,5	29,3	29,1	28,9	28,6	28,4	28,2	28,0	27,8	27,6	27,4	27,2	27,0	26,3
3	новых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	44,1	43,6	43,1	30,7	30,4	30,2	30,0	29,8	29,5	29,3	29,1	28,9	28,6	28,4	28,2	28,0	27,8	27,6	27,4	27,2	27,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	43,6	43,1	30,7	30,4	30,2	30,0	29,8	29,5	29,3	29,1	28,9	28,6	28,4	28,2	28,0	27,8	27,6	27,4	27,2	27,0	26,3
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,5	-0,5	-12,5	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,6
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,1	-1,1	-28,9	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-2,3
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	1	29	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	142	141	112	112	112	112	112	112	112	111	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	106
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	129	127	101	101	101	101	101	101	101	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	95
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	56	1	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	104	104	48	47	47	45	45	45	45	45	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	103	103	47	46	46	44	44	44	44	44	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	126,8	126,4	128,4	128,3	128,2	128,1	128,0	127,9	127,8	127,6	125,3	125,3	125,2	125,1	125,0	124,9	124,8	124,8	124,7	124,6	109,8
19	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,3
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	121,6	120,7	102,3	101,5	101,4	101,3	101,2	101,1	101,0	100,9	100,1	100,0	231,3	99,8	99,7	99,6	99,5	99,4	99,3	99,2	99,1
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	7308	7259	4305	4301	4297	4293	4289	4284	4280	4276	4272	4268	4264	4260	4256	4251	4247	4243	4239	4235	4049
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1097102	1104361	1108666	1112967	1117264	1121557	1125845	1130130	1134410	1138686	1142958	1147226	1151490	1155750	1160006	1164257	1168504	1172748	1176987	1181222	1185271
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	47614	47657	47688	47718	47748	47778	47808	47837	47867	47896	47925	47953	47982	48010	48038	48066	48093	48121	48148	48175	48201
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,533	0,533	0,534	0,534	0,534	0,535	0,535	0,535	0,536	0,536	0,536	0,537	0,537	0,537	0,537	0,538	0,538	0,538	0,539	0,539	0,539
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,4	97,5	97,6	97,6	97,7	97,7	97,8	97,9	97,9	98,0	98,0	98,1	98,2	98,2	98,3	98,3	98,4	98,4	98,5	98,6	98,6
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,06	0,06	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,3	3,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	6497	6448	3492	3488	3484	3481	3477	3474	3470	3467	3463	3459	3456	3452	3449	3445	3442	3438	3435	3431	3428
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1020009	1026457	1029949	1033436	1036921	1040402	1043879	1047352	1050823	1054289	1057752	1061212	1064667	1068120	1071569	1075014	1078456	1081894	1085329	1088760	1092188
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	91,6	91,6	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
32	с начала разработки, %	93,0	92,9	92,9	92,9	92,8	92,8	92,7	92,7	92,6	92,6	92,5	92,5	92,5	92,4	92,4	92,3	92,3	92,3	92,2	92,2	92,1
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	11,7	11,6	11,2	11,1	11,0	11,0	10,9	10,8	10,7	10,6	10,5	10,4	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	10,0	9,9	9,8	9,7
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	4966	4977	4988	5000	5011	5022	5032	5043	5054	5064	5075	5085	5096	5106	5116	5126	5136	5146	5156	5166	5176

продолжение таблицы 8.6

№ п/п	Показатели	Годы																			
		2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	26,2	26,0	25,8	25,6	25,4	25,2	25,0	24,9	24,7	24,5	24,3	24,2	24,0	23,8	23,6	23,5	23,3	23,1	23,0	22,8
2	В том числе из: переходящих скважин	26,2	26,0	25,8	25,6	25,4	25,2	25,0	24,9	24,7	24,5	24,3	24,2	24,0	23,8	23,6	23,5	23,3	23,1	23,0	22,8
3	новых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	26,3	26,2	26,0	25,8	25,6	25,4	25,2	25,0	24,9	24,7	24,5	24,3	24,2	24,0	23,8	23,6	23,5	23,3	23,1	23,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	26,2	26,0	25,8	25,6	25,4	25,2	25,0	24,9	24,7	24,5	24,3	24,2	24,0	23,8	23,6	23,5	23,3	23,1	23,0	22,8
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	95	95	95	95	95	95	96	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	44	44	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	43	43	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	109,7	109,5	109,4	109,3	109,2	109,1	109,0	108,9	108,8	108,7	108,6	108,5	108,3	108,2	108,1	108,0	107,9	107,8	107,7	107,6
19	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	99,0	98,9	95,5	95,4	95,3	95,2	95,1	95,1	95,0	94,9	94,8	94,7	94,6	94,5	94,4	94,3	94,2	94,1	94,0	93,9
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	4045	4041	4037	4033	4029	4025	4021	4017	4013	4009	4005	4001	3997	3993	3989	3985	3981	3977	3973	3969
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1189316	1193357	1197393	1201426	1205455	1209479	1213500	1217517	1221529	1225538	1229542	1233543	1237540	1241532	1245521	1249505	1253486	1257463	1261435	1265404
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	48227	48253	48279	48305	48330	48355	48380	48405	48430	48454	48479	48503	48527	48551	48574	48598	48621	48644	48667	48690
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,540	0,540	0,540	0,540	0,541	0,541	0,541	0,542	0,542	0,542	0,542	0,543	0,543	0,543	0,543	0,544	0,544	0,544	0,545	0,545
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,7	98,7	98,8	98,8	98,9	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,5	99,5	99,6	99,6
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,8	4,0	4,1	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,7	7,1	7,6	8,2	8,9	9,7	10,6
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	3424	3421	3417	3414	3410	3407	3403	3400	3396	3393	3389	3386	3383	3379	3376	3372	3369	3365	3362	3358
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1095612	1099033	1102450	1105864	1109274	1112681	1116084	1119484	1122880	1126273	1129662	1133048	1136431	1139810	1143185	1146558	1149926	1153292	1156654	1160012
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
32	с начала разработки, %	92,1	92,1	92,1	92,0	92,0	92,0	92,0	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	91,8	91,8	91,8	91,8	91,7	91,7	91,7	91,7
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	9,6	9,5	9,4	9,4	9,3	9,2	9,1	9,1	9,0	8,9	8,9	8,8	8,7	8,7	8,6	8,5	8,5	8,4	8,3	8,3
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	5185	5195	5204	5214	5223	5232	5241	5250	5259	5268	5277	5286	5295	5303	5312	5320	5329	5337	5345	5354

продолжение таблицы 8.6

№ п/п	Показатели	Годы												
		2126	**2127**	**2128**	**2129**	**2130**	**2131**	**2132**	**2133**	**2134**	**2135**	**2136**	**2137**	**2138**
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	22,5	22,2	21,8	21,5	21,1	20,7	20,4	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5
2	В том числе из: переходящих скважин	22,5	22,2	21,8	21,5	21,1	20,7	20,4	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5
3	новых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	22,8	22,5	22,2	21,8	21,5	21,1	20,7	20,4	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	22,5	22,2	21,8	21,5	21,1	20,7	20,4	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-13,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,4	-1,4	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-63,7	-2,5	-2,5	-2,5	-2,3	-2,6
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	106	106	106	106	106	106	106	6	6	6	6	6	6
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	95	95	95	95	95	95	95	5	5	5	5	5	5
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	43	43	43	43	43	43	43	3	3	3	3	3	3
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	42	42	42	42	42	42	42	3	3	3	3	3	3
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	107,5	107,4	107,3	107,2	107,1	106,9	106,8	147,1	147,0	146,8	146,7	146,5	146,4
19	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,5	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	93,8	93,7	93,6	93,5	93,4	93,3	93,2	89,9	89,8	89,7	89,6	89,5	89,4
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	3965	3961	3957	3953	3949	3945	3941	1135	1133	1132	1131	1130	1129
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1269369	1273329	1277286	1281239	1285188	1289133	1293074	1294208	1295342	1296474	1297605	1298735	1299864
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	48713	48735	48757	48778	48799	48820	48840	48848	48855	48862	48869	48875	48882
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,545	0,545	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,547	0,547	0,547	0,547	0,547	0,547
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,7	13,1	14,8	17,1	20,3	25,0	32,8	17,7	21,0	25,9	34,1	50,6	100,0
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	3355	3351	3348	3344	3341	3337	3334	1139	1138	1136	1135	1134	1133
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	1163367	1166718	1170066	1173411	1176752	1180089	1183423	1184562	1185700	1186836	1187971	1189105	1190238
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	96,6	96,6	96,6	96,5	96,5	96,5
32	с начала разработки, %	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,6	91,6	91,6
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	8,1	8,0	7,9	7,7	7,6	7,5	7,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	5362	5370	5378	5386	5393	5401	5408	5410	5412	5414	5416	5418	5420

Таблица 8.7 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Объект I. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	78,5	68,4	59,9	52,9	46,5	39,8	34,0	33,3	32,7	32,0	31,4	30,7	30,1	29,5	28,9	28,3	27,8	27,2
2	В том числе из: переходящих скважин	78,5	68,4	59,9	52,9	46,5	39,8	34,0	33,3	32,7	32,0	31,4	30,7	30,1	29,5	28,9	28,3	27,8	27,2
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	109,9	78,5	68,4	59,9	52,9	46,5	39,8	34,0	33,3	32,7	32,0	31,4	30,7	30,1	29,5	28,9	28,3	27,8
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	78,5	68,4	59,9	52,9	46,5	39,8	34,0	33,3	32,7	32,0	31,4	30,7	30,1	29,5	28,9	28,3	27,8	27,2
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-31,4	-10,1	-8,5	-7,0	-6,4	-6,7	-5,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-28,6	-12,9	-12,4	-11,7	-12,1	-14,3	-14,7	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
8	Перевод скважин с других объектов, шт	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	1	2	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	3	2	0	0	0	1	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
12	В т.ч. под закачку	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	109	103	101	100	99	99	98	96	94	92	90	88	86	84	82	80	78	76
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	98	94	92	90	89	90	89	86	85	83	82	79	77	76	74	72	70	69
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	86	85	83	81	80	79	78	77	76	75	74	73	72	71	70	69	68	67
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	85	84	82	80	79	78	77	76	75	74	73	72	71	70	69	68	67	66
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	248	259	256	266	276	267	266	262	240	237	236	235	232	229	226	223	220	218
19	Средняя обводненность продукции, %	99,0	99,1	99,2	99,3	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,5	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	311,3	308,3	306,2	304,3	298,8	293,4	292,7	292,0	291,4	290,9	287,4	287,0	286,6	283,3	280,1	279,9	276,8	273,8
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	8005	7885	7648	7419	7196	6980	6876	6772	6671	6571	6472	6375	6280	6185	6093	6001	5911	5822
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	266611	274495	282144	289562	296758	303739	310614	317387	324058	330628	337101	343476	349755	355940	362033	368034	373945	379768
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	14403	14472	14531	14584	14631	14671	14705	14738	14771	14803	14834	14865	14895	14924	14953	14982	15009	15037
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,513	0,515	0,518	0,520	0,521	0,523	0,524	0,525	0,526	0,527	0,528	0,530	0,531	0,532	0,533	0,534	0,535	0,536
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	90,8	91,2	91,6	91,9	92,2	92,5	92,7	92,9	93,1	93,3	93,5	93,7	93,9	94,1	94,2	94,4	94,6	94,8
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,49	0,43	0,38	0,33	0,29	0,25	0,21	0,21	0,21	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,17
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,1	4,7	4,3	4,0	3,6	3,2	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	7914	7749	7514	7287	7067	6853	6749	6783	6681	6581	6482	6385	6289	6195	6102	6010	5920	5831
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	242776	250524	258039	265326	272393	279246	285995	292778	299459	306041	312523	318908	325197	331392	337494	343504	349424	355256
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	99	98	98	98	98	98	98	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	911	913	915	916	918	919	921	922	924	926	927	928	930	931	932	933	934	935
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	1,12	0,98	0,93	0,90	0,85	0,81	0,78	0,76	0,74	0,73	0,72	0,70	0,69	0,67	0,66	0,65	0,63	0,62
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	172,4	173,4	174,3	175,2	176,1	176,9	177,7	178,4	179,2	179,9	180,6	181,3	182,0	182,7	183,3	184,0	184,6	185,2

продолжение таблицы 8.7

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	26,7	26,1	25,6	25,1	24,6	24,1	23,6	23,2	22,7	22,2	21,8	21,5	21,1	20,8	20,5	20,2	19,9	19,6	19,3
2	В том числе из: переходящих скважин	26,7	26,1	25,6	25,1	24,6	24,1	23,6	23,2	22,7	22,2	21,8	21,5	21,1	20,8	20,5	20,2	19,9	19,6	19,3
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	27,2	26,7	26,1	25,6	25,1	24,6	24,1	23,6	23,2	22,7	22,2	21,8	21,5	21,1	20,8	20,5	20,2	19,9	19,6
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	26,7	26,1	25,6	25,1	24,6	24,1	23,6	23,2	22,7	22,2	21,8	21,5	21,1	20,8	20,5	20,2	19,9	19,6	19,3
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,7
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	3	2	3	2	3	1	2	2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
12	В т.ч. под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	74	70	68	65	63	60	59	57	55	55	55	55	54	54	53	52	51	50	49
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	67	63	61	59	58	54	53	51	51	50	50	50	50	49	48	47	46	45	44
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	66	66	65	64	63	62	61	61	61	60	59	58	58	57	56	56	55	55	55
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	65	65	64	63	62	61	60	60	60	59	58	57	57	56	55	55	54	54	54
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	215	213	210	208	206	204	201	199	197	194	191	188	180	177	175	172	170	168	166
19	Средняя обводненность продукции, %	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	270,8	266,7	266,8	266,9	264,2	264,4	261,8	257,8	254,0	254,3	254,8	252,4	248,6	246,4	244,2	240,6	238,5	234,9	231,4
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	5735	5649	5564	5481	5399	5318	5238	5159	5082	5006	4931	4857	4784	4712	4641	4572	4503	4436	4369
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	385503	391152	396716	402197	407596	412914	418152	423311	428393	433399	438329	443186	447970	452682	457323	461895	466398	470834	475203
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	15063	15089	15115	15140	15165	15189	15212	15236	15258	15281	15302	15324	15345	15366	15386	15407	15426	15446	15465
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,537	0,538	0,538	0,539	0,540	0,541	0,542	0,543	0,544	0,544	0,545	0,546	0,547	0,547	0,548	0,549	0,550	0,550	0,551
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,9	95,1	95,3	95,4	95,6	95,7	95,9	96,0	96,2	96,3	96,4	96,6	96,7	96,8	97,0	97,1	97,2	97,4	97,5
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	5744	5658	5573	5489	5407	5326	5246	5167	5089	5013	4938	4864	4791	4719	4648	4578	4510	4442	4375
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	361000	366657	372230	377719	383125	388451	393697	398863	403953	408966	413903	418767	423558	428277	432925	437503	442013	446455	450830
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	936	937	938	939	940	941	942	942	943	944	944	945	946	946	947	947	948	948	949
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,61	0,60	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,48	0,48	0,47	0,46	0,45	0,45	0,44
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	185,8	186,4	187,0	187,6	188,2	188,7	189,2	189,8	190,3	190,8	191,3	191,8	192,3	192,7	193,2	193,7	194,1	194,6	195,0

продолжение таблицы 8.7

№ п/п	Показатели	Годы																									
		2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	18,9	18,6	18,3	18,0	17,7	17,4	17,1	16,8	16,5	16,2	16,0	15,7	15,4	15,2	14,9	14,7	14,4	14,2	13,9	13,7	13,4	13,2	13,0	12,7	12,5	12,2
2	В том числе из: переходящих скважин	18,9	18,6	18,3	18,0	17,7	17,4	17,1	16,8	16,5	16,2	16,0	15,7	15,4	15,2	14,9	14,7	14,4	14,2	13,9	13,7	13,4	13,2	13,0	12,7	12,5	12,2
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	19,3	18,9	18,6	18,3	18,0	17,7	17,4	17,1	16,8	16,5	16,2	16,0	15,7	15,4	15,2	14,9	14,7	14,4	14,2	13,9	13,7	13,4	13,2	13,0	12,7	12,5
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	18,9	18,6	18,3	18,0	17,7	17,4	17,1	16,8	16,5	16,2	16,0	15,7	15,4	15,2	14,9	14,7	14,4	14,2	13,9	13,7	13,4	13,2	13,0	12,7	12,5	12,2
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-2,0	-2,0	-2,0
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	2	0	1	1	0	1	1	1
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	48	47	46	45	44	44	44	43	43	42	41	40	39	38	38	37	36	36	34	34	33	32	32	31	30	29
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	43	42	41	41	40	40	40	39	39	38	37	36	35	34	34	33	32	32	31	31	30	29	29	28	27	26
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	164	162	160	158	156	153	151	149	147	145	143	142	140	138	136	135	133	131	130	129	127	126	124	123	122	120
19	Средняя обводненность продукции, %	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	227,9	224,5	221,1	217,8	214,6	211,3	208,2	205,0	202,0	198,9	196,0	193,0	190,1	187,3	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	158,6	158,6
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	4304	4239	4175	4113	4051	3990	3931	3872	3813	3756	3700	3644	3590	3536	3483	3431	3379	3328	3279	3229	3181	3133	3086	3040	2994	2949
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	479507	483746	487921	492034	496085	500075	504006	507878	511691	515447	519147	522792	526381	529917	533400	536831	540210	543538	546817	550046	553227	556361	559447	562487	565481	568431
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	15484	15503	15521	15539	15557	15574	15591	15608	15625	15641	15657	15673	15688	15703	15718	15733	15747	15761	15775	15789	15802	15816	15829	15841	15854	15866
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,552	0,552	0,553	0,554	0,554	0,555	0,555	0,556	0,557	0,557	0,558	0,558	0,559	0,559	0,560	0,560	0,561	0,561	0,562	0,562	0,563	0,563	0,564	0,564	0,565	0,565
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,6	97,7	97,8	97,9	98,1	98,2	98,3	98,4	98,5	98,6	98,7	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,3	99,3	99,4	99,5	99,6	99,7	99,8	99,8	99,9	100,0
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,7	4,9	5,0	5,2	5,4	5,6	5,9	6,1	6,4	6,7	7,1	7,5	8,0	8,5	9,2	9,9	10,8	11,9	13,3	15,1	17,4	20,8	25,8	34,0	50,5	100
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	4310	4245	4181	4119	4057	3996	3936	3877	3819	3762	3705	3650	3595	3541	3488	3435	3384	3333	3283	3234	3185	3138	3090	3044	2953	2953
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$	455140	459385	463566	467685	471742	475738	479674	483551	487370	491131	494836	498486	502081	505621	509109	512544	515928	519261	522544	525778	528964	532101	535191	538236	541189	544142
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
32	с начала разработки, %	949	950	950	951	951	951	952	952	952	953	953	954	954	954	954	955	955	955	956	956	956	956	957	957	957	957
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,43	0,42	0,42	0,41	0,40	0,40	0,39	0,38	0,38	0,37	0,36	0,36	0,35	0,35	0,34	0,33	0,33	0,32	0,32	0,31	0,31	0,30	0,30	0,29	0,28	0,28
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	195,4	195,9	196,3	196,7	197,1	197,5	197,9	198,3	198,6	199,0	199,4	199,7	200,1	200,4	200,8	201,1	201,4	201,8	202,1	202,4	202,7	203,0	203,3	203,6	203,9	204,2

Таблица 8.8 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Объект II. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	75,4	68,3	60,9	53,8	48,3	43,0	39,3	38,9	38,5	38,2	37,8	37,4	37,0	36,7	36,3	35,9	35,6	35,2
2	В том числе из: переходящих скважин	75,4	68,3	60,9	53,8	48,3	43,0	39,3	38,9	38,5	38,2	37,8	37,4	37,0	36,7	36,3	35,9	35,6	35,2
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	85,3	75,4	68,3	60,9	53,8	48,3	43,0	39,3	38,9	38,5	38,2	37,8	37,4	37,0	36,7	36,3	35,9	35,6
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	75,4	68,3	60,9	53,8	48,3	43,0	39,3	38,9	38,5	38,2	37,8	37,4	37,0	36,7	36,3	35,9	35,6	35,2
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-9,9	-7,1	-7,4	-7,1	-5,5	-5,3	-3,7	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-11,6	-9,4	-10,8	-11,7	-10,2	-10,9	-8,6	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
8	Перевод скважин с других объектов, шт	7	3	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	3	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	2	3	1	1	0	0	0	0	1	0	1
12	В т.ч. под закачку	7	4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	137	136	139	141	140	139	139	137	134	133	132	132	132	132	132	131	131	130
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	124	123	127	129	127	125	125	123	121	120	119	119	119	119	119	118	118	117
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	4	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	1	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	61	63	61	59	58	58	58	58	58	58	58	56	56	56	56	55	55	55
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	60	62	60	58	57	57	57	57	57	57	57	55	55	55	55	54	54	54
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	101	105	100	99	94	90	85	84	82	81	80	79	78	78	78	78	78	77
19	Средняя обводненность продукции, %	98,2	98,3	98,4	98,5	98,6	98,7	98,7	98,7	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,9
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,9	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	182	158	156	155	150	141	132	124	124	123	123	123	123	123	123	122	122	122
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	4101	4002	3882	3688	3486	3299	3107	3104	3100	3097	3094	3091	3088	3085	3082	3079	3076	3073
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	157084	161087	164969	168657	172143	175442	178548	181652	184752	187850	190944	194035	197123	200208	203290	206369	209445	212518
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	19562	19630	19691	19745	19793	19836	19875	19914	19953	19991	20029	20066	20103	20140	20176	20212	20248	20283
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,471	0,473	0,474	0,475	0,477	0,478	0,479	0,479	0,480	0,481	0,482	0,483	0,484	0,485	0,486	0,487	0,488	0,488
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	87,5	87,8	88,0	88,3	88,5	88,7	88,9	89,0	89,2	89,4	89,5	89,7	89,9	90,0	90,2	90,4	90,5	90,7
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	3119	3072	3017	2901	2741	2592	2441	2438	2436	2433	2431	2428	2426	2423	2420	2418	2415	2413
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	146858	149930	152947	155848	158589	161182	163623	166061	168497	170930	173361	175789	178215	180637	183058	185476	187891	190304
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	75,3	76,0	77,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
32	с начала разработки, %	93,5	93,1	92,7	92,4	92,1	91,9	91,6	91,4	91,2	91,0	90,8	90,6	90,4	90,2	90,0	89,9	89,7	89,5
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	18,6	18,6	18,5	17,9	17,0	16,3	15,6	15,4	15,3	15,1	15,0	14,8	14,7	14,5	14,4	14,2	14,1	13,9
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2565	2584	2602	2620	2637	2653	2669	2684	2700	2715	2730	2744	2759	2774	2788	2802	2816	2830

продолжение таблицы 8.8

№ п/п	Показатели	Годы																												
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	34,9	34,5	34,2	33,8	33,5	33,1	32,8	32,5	32,2	31,8	31,5	31,2	30,9	30,6	30,3	30,0	29,7	29,4	29,1	28,8	28,5	28,2	27,9	27,7	27,4	27,1	26,8	26,6
2	В том числе из: переходящих скважин	34,9	34,5	34,2	33,8	33,5	33,1	32,8	32,5	32,2	31,8	31,5	31,2	30,9	30,6	30,3	30,0	29,7	29,4	29,1	28,8	28,5	28,2	27,9	27,7	27,4	27,1	26,8	26,6
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	35,2	34,9	34,5	34,2	33,8	33,5	33,1	32,8	32,5	32,2	31,8	31,5	31,2	30,9	30,6	30,3	30,0	29,7	29,4	29,1	28,8	28,5	28,2	27,9	27,7	27,4	27,1	26,8
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	34,9	34,5	34,2	33,8	33,5	33,1	32,8	32,5	32,2	31,8	31,5	31,2	30,9	30,6	30,3	30,0	29,7	29,4	29,1	28,8	28,5	28,2	27,9	27,7	27,4	27,1	26,8	26,6
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	4	0	1	2	1	1	0	1	2	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	130	129	125	125	124	122	121	120	120	119	117	116	116	116	115	115	115	115	114	114	114	113	113	113	113	112	112	112
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	117	116	113	113	113	110	109	108	108	107	105	105	104	104	104	104	104	104	104	103	103	102	102	102	102	101	101	101
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	0	0	1	2	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	55	54	54	54	53	51	51	51	50	50	50	49	49	49	49	48	48	48	48	47	47	47	46	46	46	46	46	45
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	54	53	53	53	52	50	50	50	50	50	50	49	49	49	49	48	48	48	48	47	47	47	46	46	46	46	46	45
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	77	76	75	75	74	75	74	74	73	73	73	73	72	71	77	77	77	77	77	77	77	77	76	76	76	76	76	75
19	Средняя обводненность продукции, %	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	122	121	121	120	119	118	118	117	116	116	116	115	115	115	115	114	114	113	113	112	112	112	111	111	111	110	110	109
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	3070	3067	3063	3060	3057	3054	3051	3048	3045	3042	3039	3036	3033	3030	3027	3024	3021	3018	3015	3012	3009	3006	3003	3000	2997	2994	2991	2988
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	215587	218654	221717	224778	227835	230889	233941	236989	240034	243076	246115	249151	252184	255214	258241	261265	264286	267303	270318	273330	276339	279345	282347	285347	288344	291338	294329	297316
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	20318	20352	20386	20420	20454	20487	20520	20552	20584	20616	20648	20679	20710	20740	20771	20801	20830	20860	20889	20918	20946	20974	21002	21030	21057	21085	21111	21138
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,489	0,490	0,491	0,492	0,492	0,493	0,494	0,495	0,496	0,496	0,497	0,498	0,499	0,499	0,500	0,501	0,502	0,502	0,503	0,504	0,504	0,505	0,506	0,506	0,507	0,508	0,508	0,509
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	90,8	91,0	91,1	91,3	91,4	91,6	91,7	91,9	92,0	92,2	92,3	92,5	92,6	92,7	92,9	93,0	93,1	93,3	93,4	93,5	93,6	93,8	93,9	94,0	94,1	94,3	94,4	94,5
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	2410	2408	2405	2402	2400	2397	2395	2392	2390	2387	2385	2382	2380	2377	2375	2372	2370	2367	2365	2362	2360	2357	2355	2352	2350	2347	2345	2343
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	192714	195121	197526	199929	202329	204726	207121	209513	211903	214290	216675	219057	221437	223814	226189	228561	230931	233298	235663	238025	240385	242742	245097	247450	249799	252147	254492	256834
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
32	с начала разработки, %	89,4	89,2	89,1	88,9	88,8	88,7	88,5	88,4	88,3	88,2	88,0	87,9	87,8	87,7	87,6	87,5	87,4	87,3	87,2	87,1	87,0	86,9	86,8	86,7	86,6	86,5	86,5	86,4
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	13,8	13,7	13,5	13,4	13,3	13,1	13,0	12,9	12,7	12,6	12,5	12,4	12,2	12,1	12,0	11,9	11,8	11,6	11,5	11,4	11,3	11,2	11,1	11,0	10,8	10,7	10,6	10,5
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2844	2858	2871	2885	2898	2911	2924	2937	2950	2962	2975	2987	2999	3011	3023	3035	3047	3059	3070	3082	3093	3104	3115	3126	3137	3148	3158	3169

продолжение таблицы 8.8

№ п/п	Показатели	Годы																												
		2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	26,3	26,0	25,8	25,5	25,3	25,0	24,8	24,5	24,3	24,0	23,8	23,6	23,3	23,1	22,9	22,6	22,4	22,2	22,0	21,7	21,5	21,3	21,1	20,9	20,7	20,5	20,3	20,1	19,9
2	В том числе из: переходящих скважин	26,3	26,0	25,8	25,5	25,3	25,0	24,8	24,5	24,3	24,0	23,8	23,6	23,3	23,1	22,9	22,6	22,4	22,2	22,0	21,7	21,5	21,3	21,1	20,9	20,7	20,5	20,3	20,1	19,9
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	26,6	26,3	26,0	25,8	25,5	25,3	25,0	24,8	24,5	24,3	24,0	23,8	23,6	23,3	23,1	22,9	22,6	22,4	22,2	22,0	21,7	21,5	21,3	21,1	20,9	20,7	20,5	20,3	20,1
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	26,3	26,0	25,8	25,5	25,3	25,0	24,8	24,5	24,3	24,0	23,8	23,6	23,3	23,1	22,9	22,6	22,4	22,2	22,0	21,7	21,5	21,3	21,1	20,9	20,7	20,5	20,3	20,1	19,9
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	111	111	111	110	109	109	108	107	106	105	104	104	103	102	102	101	101	101	101	101	101	113	101	101	100	100	100	100	100
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	100	100	101	99	98	98	97	96	95	95	94	94	93	93	92	92	91	91	91	91	91	91	91	91	90	91	90	90	90
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	45	45	45	45	45	44	44	44	44	44	44	43	43	43	43	43	43	42	41	41	41	41	41	41	41	40	40	40	40
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	45	45	45	45	45	44	44	44	44	44	44	43	43	43	43	43	43	42	41	41	41	41	41	41	41	40	40	40	40
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	75	75	74	74	74	74	73	73	73	72	72	71	71	70	70	70	70	70	70	70	70	69	69	69	69	69	69	69	69
19	Средняя обводненность продукции, %	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	109	109	109	109	109	107	107	107	107	107	107	106	105	105	105	105	105	104	102	102	102	102	102	102	102	100	100	100	100
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	2985	2982	2979	2976	2973	2970	2967	2964	2961	2958	2955	2952	2949	2946	2943	2940	2937	2934	2932	2929	2926	2923	2920	2917	2914	2911	2908	2905	2902
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	300301	303283	306262	309238	312211	315180	318147	321111	324072	327030	329986	332938	335887	338833	341776	344717	347654	350589	353520	356449	359374	362297	365217	368134	371048	373959	376867	379772	382675
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	21164	21190	21216	21242	21267	21292	21317	21341	21365	21389	21413	21437	21460	21483	21506	21529	21551	21573	21595	21617	21638	21660	21681	21702	21722	21743	21763	21783	21803
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,510	0,510	0,511	0,511	0,512	0,513	0,513	0,514	0,514	0,515	0,516	0,516	0,517	0,517	0,518	0,518	0,519	0,519	0,520	0,520	0,521	0,522	0,522	0,523	0,523	0,524	0,524	0,524	0,525
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,6	94,7	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,4	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0	96,2	96,3	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,5
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	2340	2338	2335	2333	2330	2328	2325	2323	2321	2318	2316	2313	2311	2309	2306	2304	2301	2299	2297	2294	2292	2289	2287	2285	2282	2280	2278	2275	2273
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	259175	261512	263847	266180	268510	270838	273164	275487	277807	280126	282441	284755	287066	289374	291680	293984	296285	298584	300881	303175	305467	307756	310043	312328	314610	316890	319168	321443	323716
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
32	с начала разработки, %	86,3	86,2	86,2	86,1	86,0	85,9	85,9	85,8	85,7	85,7	85,6	85,5	85,5	85,4	85,3	85,3	85,2	85,2	85,1	85,1	85,0	84,9	84,9	84,8	84,8	84,7	84,7	84,6	84,6
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1	9,1	9,0	8,9	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9	7,9
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	3179	3190	3200	3210	3220	3230	3240	3249	3259	3268	3278	3287	3296	3306	3315	3324	3332	3341	3350	3359	3367	3376	3384	3392	3400	3408	3416	3424	3432

продолжение таблицы 8.8

№ п/п	Показатели	Годы																
		2099	**2100**	**2101**	**2102**	**2103**	**2104**	**2105**	**2106**	**2107**	**2108**	**2109**	**2110**	**2111**	**2112**	**2113**	**2114**	**2115**
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	19,7	19,5	19,3	19,1	18,9	18,7	18,5	18,3	18,1	18,0	17,8	17,6	17,4	17,2	17,1	16,9	16,7
2	В том числе из: переходящих скважин	19,7	19,5	19,3	19,1	18,9	18,7	18,5	18,3	18,1	18,0	17,8	17,6	17,4	17,2	17,1	16,9	16,7
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	19,9	19,7	19,5	19,3	19,1	18,9	18,7	18,5	18,3	18,1	18,0	17,8	17,6	17,4	17,2	17,1	16,9
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	19,7	19,5	19,3	19,1	18,9	18,7	18,5	18,3	18,1	18,0	17,8	17,6	17,4	17,2	17,1	16,9	16,7
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	91	90	90	90
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	69	69	69	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
19	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	98	98	98
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	2899	2897	2894	2891	2888	2885	2882	2879	2876	2873	2871	2868	2865	2862	2859	2856	2853
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	385574	388471	391364	394255	397143	400028	402910	405789	408666	411539	414410	417277	420142	423004	425863	428720	431573
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	21823	21842	21861	21881	21899	21918	21937	21955	21973	21991	22009	22026	22044	22061	22078	22095	22112
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,525	0,526	0,526	0,527	0,527	0,528	0,528	0,529	0,529	0,529	0,530	0,530	0,531	0,531	0,532	0,532	0,532
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,6	97,7	97,7	97,8	97,9	98,0	98,1	98,2	98,2	98,3	98,4	98,5	98,6	98,6	98,7	98,8	98,9
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9	5,1	5,3	5,6	5,9	6,2
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	2270	2268	2266	2263	2261	2259	2256	2254	2252	2249	2247	2245	2242	2240	2238	2236	2233
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	325986	328254	330520	332784	335045	337304	339560	341814	344066	346315	348562	350807	353050	355290	357528	359763	361997
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
32	с начала разработки, %	84,5	84,5	84,5	84,4	84,4	84,3	84,3	84,2	84,2	84,2	84,1	84,1	84,0	84,0	84,0	83,9	83,9
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	7,8	7,7	7,6	7,6	7,5	7,4	7,3	7,3	7,2	7,1	7,0	7,0	6,9	6,8	6,8	6,7	6,6
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	3440	3448	3455	3463	3470	3478	3485	3492	3500	3507	3514	3521	3528	3534	3541	3548	3554

продолжение таблицы 8.8

№ п/п	Показатели	Годы																
		2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	16,6	16,4	16,2	16,1	15,9	15,8	15,6	15,4	15,3	15,1	14,8	14,5	14,2	13,8	13,5	13,1	12,8
2	В том числе из: переходящих скважин	16,6	16,4	16,2	16,1	15,9	15,8	15,6	15,4	15,3	15,1	14,8	14,5	14,2	13,8	13,5	13,1	12,8
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	16,7	16,6	16,4	16,2	16,1	15,9	15,8	15,6	15,4	15,3	15,1	14,8	14,5	14,2	13,8	13,5	13,1
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	16,6	16,4	16,2	16,1	15,9	15,8	15,6	15,4	15,3	15,1	14,8	14,5	14,2	13,8	13,5	13,1	12,8
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-2,0	-2,0	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,6
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
15	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	66	66
19	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5
20	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
21	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	98	98	98	98	98	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	96
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	2851	2848	2845	2842	2839	2836	2833	2831	2828	2825	2822	2819	2817	2814	2811	2808	2805
23	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	434424	437271	440116	442958	445797	448634	451467	454298	457126	459951	462773	465592	468409	471222	474033	476841	479647
24	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	22128	22145	22161	22177	22193	22209	22224	22240	22255	22270	22285	22300	22314	22328	22341	22354	22367
25	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,533	0,533	0,534	0,534	0,534	0,535	0,535	0,535	0,536	0,536	0,537	0,537	0,537	0,538	0,538	0,538	0,539
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,9	99,0	99,1	99,2	99,2	99,3	99,4	99,4	99,5	99,6	99,6	99,7	99,8	99,8	99,9	99,9	100,0
27	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
28	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,5	6,9	7,3	7,8	8,4	9,1	9,9	10,8	12,0	13,5	15,3	17,7	21,0	26,0	34,2	50,6	100,0
29	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	2231	2229	2226	2224	2222	2219	2217	2215	2213	2210	2208	2206	2203	2201	2199	2196	2194
30	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	364228	366456	368683	370907	373128	375348	377565	379780	381993	384203	386411	388617	390820	393021	395220	397416	399610
31	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
32	с начала разработки, %	83,8	83,8	83,8	83,7	83,7	83,7	83,6	83,6	83,6	83,5	83,5	83,5	83,4	83,4	83,4	83,3	83,3
33	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	6,6	6,5	6,4	6,4	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9	5,8	5,6	5,5	5,3	5,2	5,1
34	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	3561	3568	3574	3580	3587	3593	3599	3605	3611	3617	3623	3629	3634	3640	3645	3650	3656

Таблица 8.9 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Объект III. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	16,0	14,2	12,6	11,2	10,0	9,3	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
2	В том числе из: переходящих скважин	16,0	14,2	12,6	11,2	10,0	9,3	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	23,9	16,0	14,2	12,6	11,2	10,0	9,3	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,4	8,4	8,4	8,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	16,0	14,2	12,6	11,2	10,0	9,3	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-7,9	-1,8	-1,6	-1,4	-1,2	-0,7	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-32,9	-11,5	-11,3	-11,0	-10,9	-7,2	-7,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	6	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	0	0	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	0	1	1	0	0
13	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	24	23	22	20	19	18	18	18	18	17	17	16	15	15	14	12	12	12
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	22	21	20	19	17	16	16	16	16	16	15	14	14	14	13	12	11	11
16	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	28	27	27
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	27	26	26
19	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	254	254	227	225	221	219	197	197	196	194	194	192	190	190	188	187	187	186
20	Средняя обводненность продукции, %	99,1	99,2	99,2	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
21	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,3	2,1	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
22	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	242,2	228,1	212,7	194,5	180,3	168,6	158,3	136,3	135,9	135,5	135,1	134,8	134,6	134,3	134,0	130,9	133,5	133,2
23	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1803	1725	1639	1547	1447	1356	1279	1275	1272	1268	1264	1262	1259	1256	1254	1251	1249	1246
24	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	97696	99421	101060	102607	104053	105409	106688	107964	109235	110503	111767	113029	114288	115544	116798	118050	119299	120545
25	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	9441	9455	9468	9479	9489	9498	9507	9515	9524	9532	9541	9549	9558	9566	9575	9583	9591	9600
26	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,498	0,499	0,500	0,500	0,501	0,501	0,502	0,502	0,503	0,503	0,504	0,504	0,504	0,505	0,505	0,506	0,506	0,507
27	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,1	91,2	91,3	91,4	91,5	91,6	91,7	91,8	91,9	91,9	92,0	92,1	92,2	92,3	92,3	92,4	92,5	92,6
28	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
29	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,70	1,53	1,38	1,24	1,12	1,05	0,99	0,99	1,00	1,01	1,02	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08
30	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	2275	2142	1998	1826	1693	1583	1487	1280	1277	1273	1269	1266	1264	1261	1259	1256	1254	1251
31	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	106424	108566	110564	112390	114083	115667	117153	118434	119710	120983	122252	123518	124782	126043	127302	128558	129812	131063
32	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	121,4	119,5	117,3	113,6	112,6	112,3	111,8	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6
33	с начала разработки, %	108,9	109,2	109,4	109,5	109,6	109,7	109,8	109,7	109,6	109,5	109,4	109,3	109,2	109,1	109,0	108,9	108,8	108,7
34	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	4,3	4,2	3,7	3,3	3,0	2,7	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
35	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1247,0	1251,2	1254,9	1258,3	1261,2	1264,0	1266,5	1269,0	1271,6	1274,1	1276,6	1279,1	1281,6	1284,1	1286,6	1289,1	1291,6	1294,1

продолжение таблицы 8.9

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	8,4	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
2	В том числе из: переходящих скважин	8,4	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	8,4	8,4	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	8,4	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	-1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
13	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	13	13	13	12	12	12	12	12	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	12	12	13	11	11	11	11	11	9	10	9	9	9	9	9	10	8	8	8
16	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	26	26	26	26	25	25	23	23	24	24	22	22	20	20	18	18	18	16	16
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	25	25	25	25	24	24	22	22	23	23	21	21	19	19	17	17	17	15	15
19	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	172	171	171	168	167	167	167	167	167	167	166	166	166	166	166	166	165	165	165
20	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
21	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
22	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	130,0	129,7	129,6	129,4	126,1	126,0	127,7	127,5	124,2	122,0	121,5	121,4	120,9	120,8	115,6	115,5	115,3	114,1	114,0
23	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1244	1241	1240	1239	1238	1237	1235	1234	1233	1232	1230	1229	1228	1227	1225	1224	1223	1222	1221
24	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	121789	123030	124271	125510	126747	127984	129219	130453	131686	132918	134148	135377	136605	137832	139057	140281	141504	142726	143946
25	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	9608	9616	9625	9633	9641	9650	9658	9666	9675	9683	9691	9699	9708	9716	9724	9732	9741	9749	9757
26	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,507	0,508	0,508	0,508	0,509	0,509	0,510	0,510	0,511	0,511	0,511	0,512	0,512	0,513	0,513	0,514	0,514	0,515	0,515
27	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,7	92,8	92,8	92,9	93,0	93,1	93,2	93,2	93,3	93,4	93,5	93,6	93,6	93,7	93,8	93,9	93,9	94,0	94,1
28	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
29	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,09	1,10	1,11	1,12	1,13	1,14	1,16	1,17	1,18	1,19	1,21	1,22	1,23	1,25	1,26	1,28	1,29	1,31	1,32
30	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1249	1246	1245	1244	1243	1241	1240	1239	1238	1240	1235	1234	1233	1231	1230	1229	1228	1226	1225
31	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$	132312	133558	134803	136047	137290	138531	139771	141010	142247	143487	144722	145956	147189	148420	149650	150879	152107	153333	154559
32	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6
33	с начала разработки, %	108,6	108,6	108,5	108,4	108,3	108,2	108,2	108,1	108,0	108,0	107,9	107,8	107,7	107,7	107,6	107,6	107,5	107,4	107,4
34	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
35	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1296,6	1299,1	1301,6	1304,0	1306,5	1308,9	1311,4	1313,9	1316,3	1318,8	1321,2	1323,7	1326,1	1328,5	1331,0	1333,4	1335,8	1338,3	1340,7

продолжение таблицы 8.9

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
2	В том числе из: переходящих скважин	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
13	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	9	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	6	6	6	6
16	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	16	14	14	12	12	12	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	15	13	13	11	11	11	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8
19	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	165	165	165	164	164	164	164	164	164	163	163	163	163	163	163	163	162	162
20	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
21	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
22	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	113,9	112,3	112,1	110,1	110,0	109,9	107,0	106,9	106,8	106,7	106,6	102,4	102,3	102,2	102,1	102,0	101,9	101,8
23	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1219	1218	1217	1216	1214	1213	1212	1211	1210	1208	1207	1206	1205	1204	1202	1201	1200	1199
24	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	145166	146384	147601	148816	150031	151244	152456	153667	154876	156085	157292	158498	159703	160906	162109	163310	164510	165708
25	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	9765	9773	9782	9790	9798	9806	9814	9822	9830	9839	9847	9855	9863	9871	9879	9887	9895	9903
26	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,515	0,516	0,516	0,517	0,517	0,518	0,518	0,518	0,519	0,519	0,520	0,520	0,521	0,521	0,521	0,522	0,522	0,523
27	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,2	94,3	94,3	94,4	94,5	94,6	94,7	94,7	94,8	94,9	95,0	95,0	95,1	95,2	95,3	95,4	95,4	95,5
28	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
29	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,34	1,36	1,37	1,39	1,41	1,43	1,45	1,47	1,49	1,51	1,53	1,55	1,58	1,60	1,63	1,65	1,68	1,70
30	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1224	1223	1222	1220	1219	1218	1217	1215	1214	1213	1212	1211	1209	1208	1207	1206	1205	1203
31	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	155783	157005	158227	159447	160666	161884	163101	164316	165531	166744	167955	169166	170375	171584	172791	173996	175201	176404
32	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6
33	с начала разработки, %	107,3	107,3	107,2	107,1	107,1	107,0	107,0	106,9	106,9	106,8	106,8	106,7	106,7	106,6	106,6	106,5	106,5	106,5
34	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
35	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1343,1	1345,6	1348,0	1350,4	1352,8	1355,2	1357,6	1360,1	1362,5	1364,9	1367,3	1369,7	1372,1	1374,5	1376,9	1379,2	1381,6	1384,0

продолжение таблицы 8.9

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
2	В том числе из: переходящих скважин	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
13	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5
16	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	8	8	8	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	8	8	8	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4
19	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	162	162	162	162	161	161	161	161	161	161	160	160	160	160	160	160	153	153	153
20	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
21	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
22	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	101,7	101,6	101,5	101,3	101,2	101,1	120,8	100,9	100,8	100,7	100,6	100,5	100,4	100,3	100,2	100,1	100,0	99,9	99,8
23	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1198	1196	1195	1194	1193	1192	1190	1189	1188	1187	1186	1184	1183	1182	1181	1180	1179	1177	1176
24	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	166906	168102	169298	170491	171684	172876	174066	175255	176443	177630	178816	180000	181184	182366	183546	184726	185905	187082	188258
25	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	9911	9919	9927	9935	9943	9951	9959	9967	9975	9983	9991	9999	10007	10015	10023	10031	10039	10047	10055
26	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,523	0,524	0,524	0,524	0,525	0,525	0,526	0,526	0,526	0,527	0,527	0,528	0,528	0,529	0,529	0,529	0,530	0,530	0,531
27	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,6	95,7	95,7	95,8	95,9	96,0	96,1	96,1	96,2	96,3	96,4	96,4	96,5	96,6	96,7	96,7	96,8	96,9	97,0
28	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
29	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,73	1,76	1,79	1,82	1,85	1,89	1,92	1,96	1,99	2,03	2,07	2,11	2,16	2,20	2,25	2,30	2,35	2,40	2,46
30	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1202	1201	1200	1199	1197	1196	1195	1194	1193	1191	1190	1189	1188	1187	1185	1184	1183	1182	1181
31	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$	177606	178807	180007	181206	182403	183599	184794	185988	187181	188372	189562	190751	191939	193126	194311	195495	196678	197860	199041
32	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6
33	с начала разработки, %	106,4	106,4	106,3	106,3	106,2	106,2	106,2	106,1	106,1	106,0	106,0	106,0	105,9	105,9	105,9	105,8	105,8	105,8	105,7
34	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3
35	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1386,4	1388,8	1391,2	1393,5	1395,9	1398,3	1400,7	1403,0	1405,4	1407,8	1410,1	1412,5	1414,8	1417,2	1419,6	1421,9	1424,3	1426,6	1429,0

продолжение таблицы 8.9

№ п/п	Показатели	Годы																								
		2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
2	В том числе из: переходящих скважин	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
16	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
19	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	152	152	152	152	152	152	151	151	151	151	151	151	151	150	150	150	150	150	150	149	149	149	149	149	149
20	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
21	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
22	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	99,7	99,6	99,5	99,4	99,3	99,2	99,1	99,0	98,9	98,8	92,2	92,1	92,0	91,9	91,8	91,7	91,6	91,5	91,4	91,3	91,2	91,2	91,1	91,0	90,9
23	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1175	1174	1173	1171	1170	1169	1168	1167	1166	1164	1163	1162	1161	1160	1159	1157	1156	1155	1154	1153	1152	1151	1149	1148	1147
24	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	189433	190607	191780	192951	194122	195291	196459	197625	198791	199955	201119	202281	203442	204602	205760	206918	208074	209229	210383	211536	212688	213839	214988	216136	217283
25	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	10063	10070	10078	10086	10094	10102	10110	10118	10125	10133	10141	10149	10157	10165	10172	10180	10188	10196	10203	10211	10219	10227	10234	10242	10250
26	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,531	0,532	0,532	0,532	0,533	0,533	0,534	0,534	0,534	0,535	0,535	0,536	0,536	0,536	0,537	0,537	0,538	0,538	0,539	0,539	0,539	0,540	0,540	0,541	0,541
27	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,1	97,1	97,2	97,3	97,4	97,4	97,5	97,6	97,7	97,7	97,8	97,9	98,0	98,0	98,1	98,2	98,3	98,3	98,4	98,5	98,6	98,6	98,7	98,8	98,9
28	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
29	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,52	2,58	2,65	2,72	2,79	2,87	2,95	3,04	3,13	3,23	3,33	3,44	3,56	3,69	3,83	3,97	4,13	4,31	4,50	4,71	4,93	5,18	5,46	5,77	6,12
30	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1180	1178	1177	1176	1175	1174	1172	1171	1170	1169	1168	1167	1165	1164	1163	1162	1161	1160	1158	1157	1156	1155	1154	1153	1152
31	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	200220	201399	202576	203752	204927	206100	207273	208444	209614	210783	211951	213118	214283	215447	216610	217772	218933	220093	221251	222409	223565	224720	225874	227026	228178
32	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6
33	с начала разработки, %	105,7	105,7	105,6	105,6	105,6	105,5	105,5	105,5	105,4	105,4	105,4	105,4	105,3	105,3	105,3	105,2	105,2	105,2	105,2	105,1	105,1	105,1	105,1	105,0	105,0
34	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
35	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1431,3	1433,6	1436,0	1438,3	1440,6	1443,0	1445,3	1447,6	1449,9	1452,3	1454,6	1456,9	1459,2	1461,5	1463,8	1466,1	1468,4	1470,7	1473,0	1475,3	1477,6	1479,9	1482,2	1484,5	1486,7

продолжение таблицы 8.9

№ п/п	Показатели	Годы															
		2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5
2	В том числе из: переходящих скважин	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,3	-2,6
8	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скважин на другой объект, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
16	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
19	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	149	148	148	148	148	148	148	148	147	147	147	147	147	147	147	146
20	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4
21	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
22	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	90,8	90,7	90,6	90,5	90,4	90,3	90,2	90,2	90,1	90,0	89,9	89,8	89,7	89,6	89,5	89,4
23	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1146	1145	1144	1143	1141	1140	1139	1138	1137	1136	1135	1133	1132	1131	1130	1129
24	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	218429	219574	220718	221860	223002	224142	225281	226419	227556	228692	229826	230960	232092	233223	234353	235482
25	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	10257	10265	10273	10280	10288	10296	10303	10311	10319	10326	10334	10341	10348	10355	10361	10368
26	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,541	0,542	0,542	0,543	0,543	0,543	0,544	0,544	0,545	0,545	0,545	0,546	0,546	0,547	0,547	0,547
27	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,9	99,0	99,1	99,2	99,2	99,3	99,4	99,5	99,5	99,6	99,7	99,7	99,8	99,9	99,9	100,0
28	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
29	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,51	6,95	7,46	8,05	8,74	9,57	10,56	11,79	13,35	15,39	17,73	21,01	25,93	34,14	50,65	100,00
30	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1150	1149	1148	1147	1146	1145	1143	1142	1141	1140	1139	1138	1136	1135	1134	1133
31	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	229328	230477	231625	232772	233918	235063	236206	237349	238490	239630	240769	241906	243043	244178	245312	246444
32	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,5	96,5	96,5
33	с начала разработки, %	105,0	105,0	104,9	104,9	104,9	104,9	104,8	104,8	104,8	104,8	104,8	104,7	104,7	104,7	104,7	104,7
34	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9
35	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1489,0	1491,3	1493,6	1495,8	1498,1	1500,4	1502,6	1504,9	1507,1	1509,4	1511,6	1513,7	1515,8	1517,9	1519,8	1521,8

Таблица 8.10 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ТП". Объект IV. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
2	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
3	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
4	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,3	-0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	1,2	-16,6	-11,0	-11,0	63,4	-24,0	51,1	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
6	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
9	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
10	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	404,8	231,3	166,4	150,8	195,1	138,5	174,3	156,3	156,3	156,2	156,2	156,2	156,1	156,1	156,1	156,0	156,0	156,0
11	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,6
12	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,5	1,3	0,9	0,8	1,1	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
13	Добыча жидкости всего, тыс.т.	120	109	98	89	149	123	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	184	184
14	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1974	2083	2181	2270	2419	2542	2727	2912	3097	3281	3466	3651	3835	4020	4205	4389	4574	4758
15	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	229,1	229,7	230,2	230,7	231,5	232,1	233,1	234,0	234,9	235,8	236,7	237,6	238,4	239,3	240,1	241,0	241,8	242,6
16	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,278	0,279	0,280	0,280	0,281	0,282	0,283	0,284	0,285	0,286	0,288	0,289	0,290	0,291	0,292	0,293	0,294	0,295
17	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	81,5	81,7	81,9	82,1	82,4	82,6	82,9	83,3	83,6	83,9	84,2	84,5	84,8	85,2	85,5	85,8	86,1	86,3
18	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
19	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,4	1,2	1,1	1,0	1,6	1,2	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
20	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	0,12	0,10	0,09	0,08	0,13	0,10	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
21	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	30,8	30,9	31,0	31,1	31,2	31,3	31,5	31,6	31,7	31,9	32,0	32,1	32,3	32,4	32,6	32,7	32,8	32,9

продолжение таблицы 8.10

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
2	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
3	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
4	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
6	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
9	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
10	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	155,9	155,9	155,9	155,9	155,8	155,8	155,8	155,7	155,7	155,7	155,6	155,6	155,6	155,5	155,5	155,5	155,4	155,4	155,4
11	Средняя обводненность продукции, %	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
12	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
13	Добыча жидкости всего, тыс.т.	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
14	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	4942	5127	5311	5496	5680	5864	6048	6232	6417	6601	6785	6969	7153	7337	7521	7704	7888	8072	8256
15	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	243,5	244,3	245,1	245,9	246,6	247,4	248,2	249,0	249,7	250,5	251,2	251,9	252,7	253,4	254,1	254,8	255,5	256,2	256,9
16	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,296	0,297	0,298	0,299	0,300	0,301	0,302	0,303	0,303	0,304	0,305	0,306	0,307	0,308	0,309	0,310	0,310	0,311	0,312
17	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	86,6	86,9	87,2	87,5	87,8	88,1	88,3	88,6	88,9	89,1	89,4	89,7	89,9	90,2	90,4	90,7	90,9	91,2	91,4
18	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
19	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8
20	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
21	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	33,1	33,2	33,3	33,4	33,6	33,7	33,8	33,9	34,0	34,2	34,3	34,4	34,5	34,6	34,7	34,8	34,9	35,0	35,2

продолжение таблицы 8.10

№ п/п	Показатели	Годы																				
		2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
2	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
3	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
4	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
6	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
9	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
10	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	155,4	155,3	155,3	155,3	155,2	155,2	155,2	155,1	155,1	155,1	155,0	155,0	155,0	154,9	154,9	154,9	154,9	154,8	154,8	154,8	154,7
11	Средняя обводненность продукции, %	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
12	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
13	Добыча жидкости всего, тыс.т.	184	184	184	184	184	184	184	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
14	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	8439	8623	8807	8990	9174	9358	9541	9725	9908	10091	10275	10458	10641	10825	11008	11191	11374	11557	11740	11923	12106
15	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	257,5	258,2	258,9	259,5	260,2	260,8	261,5	262,1	262,7	263,3	263,9	264,5	265,1	265,7	266,3	266,9	267,5	268,1	268,6	269,2	269,7
16	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,313	0,314	0,315	0,315	0,316	0,317	0,318	0,318	0,319	0,320	0,321	0,321	0,322	0,323	0,324	0,324	0,325	0,326	0,326	0,327	0,328
17	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,7	91,9	92,1	92,4	92,6	92,8	93,0	93,3	93,5	93,7	93,9	94,1	94,4	94,6	94,8	95,0	95,2	95,4	95,6	95,8	96,0
18	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
19	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7
20	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
21	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	35,3	35,4	35,5	35,6	35,7	35,8	35,9	36,0	36,1	36,2	36,3	36,3	36,4	36,5	36,6	36,7	36,8	36,9	37,0	37,1	37,2

продолжение таблицы 8.10

№ п/п	Показатели	Годы																						
		2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
2	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
3	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,4
6	Перевод скважин с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
9	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
10	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	154,7	154,7	154,6	154,6	154,6	154,5	154,5	154,5	154,5	154,4	154,4	154,4	154,3	154,3	154,3	154,2	154,2	154,2	154,1	154,1	154,1	154,1	154,0
11	Средняя обводненность продукции, %	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8
12	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
13	Добыча жидкости всего, тыс.т.	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
14	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	12289	12472	12655	12838	13021	13203	13386	13569	13751	13934	14117	14299	14482	14664	14847	15029	15211	15394	15576	15758	15940	16123	16305
15	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	270,3	270,8	271,4	271,9	272,4	272,9	273,4	274,0	274,5	275,0	275,5	275,9	276,4	276,9	277,4	277,9	278,3	278,8	279,2	279,7	280,1	280,6	281,0
16	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,328	0,329	0,330	0,330	0,331	0,332	0,332	0,333	0,333	0,334	0,335	0,335	0,336	0,336	0,337	0,338	0,338	0,339	0,339	0,340	0,340	0,341	0,341
17	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,2	96,4	96,6	96,8	96,9	97,1	97,3	97,5	97,7	97,9	98,0	98,2	98,4	98,5	98,7	98,9	99,0	99,2	99,4	99,5	99,7	99,8	100,0
18	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
19	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,9	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,4	6,8	7,2	7,7	8,2	8,8	9,6	10,5	11,6	13,0	14,8	17,2	20,5	25,5	33,8	50,3	100
20	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
21	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	37,2	37,3	37,4	37,5	37,6	37,7	37,7	37,8	37,9	38,0	38,0	38,1	38,2	38,3	38,3	38,4	38,5	38,6	38,6	38,7	38,8	38,8	38,9

Таблица 8.11 - Месторождение Кумколь. Территория ПККР. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы															
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	93,5	86,2	77,9	70,5	68,6	66,7	64,8	63,1	61,3	59,7	58,0	56,5	55,0	53,5	52,1
2	В том числе из: переходящих скважин	91,0	86,2	77,9	70,5	68,6	66,7	64,8	63,1	61,3	59,7	58,0	56,5	55,0	53,5	52,1
3	мехспособом, тыс.т.	93,5	86,2	77,9	70,5	68,6	66,7	64,8	63,1	61,3	59,7	58,0	56,5	55,0	53,5	52,1
4	новых скважин	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Ввод из бурения, шт	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод скв., с др.категории, шт	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	1,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	1750,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
12	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	170861,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0,0	273,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	109,9	91,0	86,2	77,9	70,5	68,6	66,7	64,8	63,1	61,3	59,7	58,0	56,5	55,0	53,5
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	109,9	364,0	86,2	77,9	70,5	68,6	66,7	64,8	63,1	61,3	59,7	58,0	56,5	55,0	53,5
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	93,5	86,2	77,9	70,5	68,6	66,7	64,8	63,1	61,3	59,7	58,0	56,5	55,0	53,5	52,1
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-16,4	-4,8	-8,4	-7,4	-2,0	-1,9	-1,8	-1,8	-1,7	-1,7	-1,6	-1,6	-1,5	-1,4	-1,4
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-14,9	-5,3	-9,7	-9,5	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод переводом с других объектов, шт	5	4	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
21	Выбытие добывающих скважин, шт.	6	6	5	2	0	1	2	1	0	1	2	1	0	1	0
22	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	92	92	88	87	87	87	85	85	85	84	83	82	82	83	83
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	78	77,7	74,7	71,7	71,7	71,7	69,7	69,7	69,7	68,7	67,7	67,7	67,7	68,6	68,6
25	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	1	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0	0	1	0
26	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	65	61	61	60	60	59	59	59	59	58	57	57	57	55	55
27	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	43	41	41	40	40	39	39	39	39	39	38	38	38	37	37
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	228,0	306,2	309,6	297,5	222,3	207,9	207,7	206,5	223,2	225,3	204,6	205,3	203,9	193,3	193,0
29	переходящих скважин по жидкости, т/сут	356,4	306,2	309,6	297,5	222,3	207,9	207,7	206,5	223,2	225,3	204,6	205,3	203,9	193,3	193,0
30	новых скважин по жидкости, т/сут	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Средняя обводненность продукции, %	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,1	99,1	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
32	переходящих скважин по жидкости, т/сут	100,0	98,95	99,01	99,03	99,05	99,07	99,09	99,11	99,13	99,16	99,18	99,19	99,21	99,23	99,25
33	новых скважин по жидкости, т/сут	48,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	3,89	3,22	3,15	2,90	2,76	2,70	2,67	2,67	2,60	2,53	2,49	2,43	2,36	2,09	2,05
35	переходящих скважин по нефти, т/сут	3,46	3,22	3,15	2,90	2,76	2,70	2,67	2,67	2,60	2,53	2,49	2,43	2,36	2,09	2,05
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	8975,8	8251,5	7901,0	7281,4	7192,9	7165,9	7139,5	7113,5	7088,0	7063,0	7038,4	7014,2	6990,4	6967	6943,9
37	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	8970,9	8251,5	7901,0	7281,4	7192,9	7165,9	7139,5	7113,5	7088,0	7063,0	7038,4	7014,2	6990,4	6967	6943,9
38	из новых, тыс.т.	4,8	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	296538	304932	312903	320547	328162	335747	343304	350833	358334	365808	373256	380677	388073	395443	402788
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	40853,2	40939,5	41017,4	41088	41156,4	41223,1	41287,9	41351,0	41413	41471,9	41530	41586,5	41642	41695	41747,2
41	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,525	0,526	0,527	0,528	0,529	0,529	0,530	0,531	0,532	0,533	0,533	0,534	0,535	0,535	0,536
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,2	93,4	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,6	94,8	94,9	95,0	95,1	95,3
43	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,2	0,2	0,2	0,16	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12
44	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,1	2,9	2,7	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4
45	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	10843,8	8976,4	8334,9	7605,8	7027,9	7009,6	6991,3	6973,1	6954,9	6936,8	6918,8	6900,9	6883,0	6865,2	6847,5
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	339508	348485	356820	364425	371453	378463	385454	392427	399382	406319	413238	420139	427022	433887	440735
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	157,2	108,0	104,9	103,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
48	с начала разработки, %	114,5	114,3	114,0	113,7	113,2	112,7	112,3	111,9	111,5	111,1	110,7	110,4	110,0	109,7	109,4
49	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	8,68	7,70	6,81	5,94	5,71	5,58	5,46	5,34	5,21	5,10	4,98	4,87	4,76	4,66	4,56
50	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	3711,1	3718,8	3725,6	3731,5	3737,2	3742,8	3748,3	3753,6	3758,8	3763,9	3768,9	3773,8	3778,5	3783,2	3787,7

продолжение таблицы 8.11

№ п/п	Показатели	Годы															
		2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	50,8	49,4	48,2	46,9	45,7	44,6	43,5	42,4	41,4	40,4	39,4	38,5	37,6	36,7	35,9	35,1
2	В том числе из: переходящих скважин	50,8	49,4	48,2	46,9	45,7	44,6	43,5	42,4	41,4	40,4	39,4	38,5	37,6	36,7	35,9	35,1
3	мехспособом, тыс.т.	50,8	49,4	48,2	46,9	45,7	44,6	43,5	42,4	41,4	40,4	39,4	38,5	37,6	36,7	35,9	35,1
4	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
15	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переход. скважин предыдущего года, тыс.т.	52,1	50,8	49,4	48,2	46,9	45,7	44,6	43,5	42,4	41,4	40,4	39,4	38,5	37,6	36,7	35,9
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т.	52,1	50,8	49,4	48,2	46,9	45,7	44,6	43,5	42,4	41,4	40,4	39,4	38,5	37,6	36,7	35,9
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв.данного года, тыс.т.	50,8	49,4	48,2	46,9	45,7	44,6	43,5	42,4	41,4	40,4	39,4	38,5	37,6	36,7	35,9	35,1
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-1,4	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Ввод переводом с других объектов, шт	1	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	4	1	2	0	0	2	2	0	1	1	1	1	1	2	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	82	81	80	81	80	79	79	79	79	79	79	79	79	78	78	78
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	67,6	66,6	66,6	67,6	66,6	65,6	65,6	65,6	64,6	64,6	65,5	65,5	65,5	64,5	64,5	64,5
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	2	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	1	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	53	53	53	53	53	52	51	51	51	50	50	50	49	48	48	48
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	35	35	35	35	35	34	33	33	33	33	33	33	32	31	31	31
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	194,2	193,1	192,4	189,6	187,6	186,9	187,7	185,5	183,2	183,1	177,7	178,2	177,4	178,0	177,4	176,8
31	переходящих скважин по жидкости, т/сут	194,2	193,1	192,4	189,6	187,6	186,9	187,7	185,5	183,2	183,1	177,7	178,2	177,4	178,0	177,4	176,8
32	новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5
34	переходящих скважин по жидкости, т/сут	99,27	99,28	99,30	99,32	99,33	99,35	99,36	99,38	99,39	99,40	99,42	99,43	99,44	99,45	99,46	99,47
35	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	2,02	1,98	1,92	1,87	1,82	1,79	1,76	1,69	1,67	1,63	1,55	1,50	1,46	1,42	1,39	1,35
37	переходящих скважин по нефти, т/сут	2,02	1,98	1,92	1,87	1,82	1,79	1,76	1,69	1,67	1,63	1,55	1,50	1,46	1,42	1,39	1,35
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	6921,2	6898,9	6881,1	6863,4	6845,8	6828,0	6810,2	6792,5	6774,8	6758,1	6741,5	6724,9	6708,4	6691,8	6675,3	6658,9
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	6921,2	6898,9	6881,1	6863,4	6845,8	6828,0	6810,2	6792,5	6774,8	6758,1	6741,5	6724,9	6708,4	6691,8	6675,3	6658,9
40	из новых, тыс.т.	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	27,0	28,0	29,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	410108	417404	424680	431936	439173	446390	453588	460765	467924	475063	482184	489286	496371	503436	510483	517512
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	41797,9	41847,4	41895,5	41942,5	41988,2	42032,8	42076,3	42118,7	42160,1	42200,5	42239,9	42278,4	42316,0	42352,7	42388,6	42423,6
43	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,537	0,537	0,538	0,539	0,539	0,540	0,540	0,541	0,541	0,542	0,542	0,543	0,543	0,544	0,544	0,545
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,4	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,5	96,6	96,6	96,7	96,8
45	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,12	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08
46	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
47	Закачка рабочего агента, тыс. м3	6829,9	6812,3	6794,8	6777,3	6759,9	6742,6	6725,4	6708,2	6691,1	6674,0	6657,0	6640,1	6623,2	6606,4	6589,6	6573,0
48	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	447564	454377	461171	467949	474709	481451	488177	494885	501576	508250	514907	521547	528170	534777	541366	547939
49	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	с начала разработки, %	109,1	108,9	108,6	108,3	108,1	107,9	107,6	107,4	107,2	107,0	106,8	106,6	106,4	106,2	106,0	105,9
51	Добыча нефтяного газа, млн.м3	4,45	4,35	4,26	4,17	4,08	3,99	3,91	3,82	3,75	3,67	3,60	3,53	3,46	3,39	3,33	3,26
52	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	3792,2	3796,6	3800,8	3805,0	3809,1	3813,0	3816,9	3820,8	3824,5	3828,2	3831,8	3835,3	3838,8	3842,2	3845,5	3848,8

продолжение таблицы 8.11

№ п/п	Показатели	Годы															
		2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	34,3	33,5	32,8	32,1	31,4	30,7	30,0	29,4	28,8	26,4	25,9	25,3	24,8	24,3	23,8	23,3
2	В том числе из: переходящих скважин	34,3	33,5	32,8	32,1	31,4	30,7	30,0	29,4	28,8	26,4	25,9	25,3	24,8	24,3	23,8	23,3
3	мехспособом, тыс.т.	34,3	33,5	32,8	32,1	31,4	30,7	30,0	29,4	28,8	26,4	25,9	25,3	24,8	24,3	23,8	23,3
4	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
15	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчет. добыча нефти из новых скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переход. скважин предыдущего года, тыс.т.	35,1	34,3	33,5	32,8	32,1	31,4	30,7	30,0	29,4	28,8	26,4	25,9	25,3	24,8	24,3	23,8
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т.	35,1	34,3	33,5	32,8	32,1	31,4	30,7	30,0	29,4	28,8	26,4	25,9	25,3	24,8	24,3	23,8
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв.данного года, тыс.т.	34,3	33,5	32,8	32,1	31,4	30,7	30,0	29,4	28,8	26,4	25,9	25,3	24,8	24,3	23,8	23,3
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-2,4	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,3	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-8,2	-2,1	-2,1	-2,1	-2,0	-2,0	-2,0
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	2	0	1	1	0	3	1	0	5	2	1	0	0	1	2
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	78	77	77	77	76	77	74	74	74	69	68	68	68	68	69	68
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	64,5	63,5	63,5	63,5	63,5	63,5	60,6	60,6	60,6	56,6	55,6	55,6	55,6	55,6	56,5	56,5
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	48	47	47	46	46	46	46	45	45	45	44	43	43	43	42	41
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	31	30	30	30	30	30	31	30	30	30	29	29	29	29	28	27
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	176,5	176,5	176,1	175,5	175,0	174,5	177,8	177,4	176,7	170,6	170,8	170,1	169,5	168,9	169,3	170,6
31	переходящих скважин по жидкости, т/сут	176,5	176,5	176,1	175,5	175,0	174,5	177,8	177,4	176,7	170,6	170,8	170,1	169,5	168,9	169,3	170,6
32	новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средняя обводненность продукции, %	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
34	переходящих скважин по жидкости, т/сут	99,48	99,49	99,50	99,51	99,52	99,53	99,54	99,55	99,56	99,59	99,60	99,60	99,61	99,62	99,62	99,63
35	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	1,31	1,28	1,24	1,21	1,20	1,18	1,23	1,20	1,16	1,17	1,13	1,11	1,07	1,04	1,03	0,99
37	переходящих скважин по нефти, т/сут	1,31	1,28	1,24	1,21	1,20	1,18	1,23	1,20	1,16	1,17	1,13	1,11	1,07	1,04	1,03	0,99
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	6642,5	6626,1	6609,8	6593,6	6577,4	6561,3	6545,2	6529,1	6513,2	6403,6	6386,8	6370,1	6353,4	6336,7	6320,1	6303,6
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	6642,5	6626,1	6609,8	6593,6	6577,4	6561,3	6545,2	6529,1	6513,2	6403,6	6386,8	6370,1	6353,4	6336,7	6320,1	6303,6
40	из новых, тыс.т.	30,0	31,0	32,0	33,0	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	40,0	41,0	42,0	43,0	44,0	45,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	524523	531516	538490	545446	552385	559305	566208	573092	579959	586715	593452	600170	606869	613549	620211	626854
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	42457,9	42491,4	42524,2	42556,3	42587,6	42618,3	42648,3	42677,8	42706,5	42733,0	42758,8	42784	42808,9	42833,2	42857,0	42880,4
43	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,545	0,546	0,546	0,547	0,547	0,547	0,548	0,548	0,548	0,549	0,549	0,549	0,550	0,550	0,550	0,551
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,9	97,0	97,0	97,1	97,2	97,2	97,3	97,4	97,5	97,5	97,6	97,6	97,7	97,7	97,8	97,8
45	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05
46	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
47	Закачка рабочего агента, тыс. м3	6556,3	6539,8	6523,3	6506,8	6490,4	6474,1	6457,9	6441,6	6425,5	6409,5	6392,4	6375,4	6358,5	6341,7	6324,9	6308,2
48	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	554496	561035	567559	574065	580556	587030	593488	599929	606355	612764	619157	625532	631891	638232	644557	650866
49	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	с начала разработки, %	105,7	105,6	105,4	105,2	105,1	105,0	104,8	104,7	104,6	104,4	104,3	104,2	104,1	104,0	103,9	103,8
51	Добыча нефтяного газа, млн.м3	3,20	3,14	3,09	3,03	2,98	2,92	2,87	2,82	2,77	2,57	2,53	2,48	2,44	2,40	2,36	2,32
52	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	3852,0	3855,1	3858,2	3861,2	3864,2	3867,1	3870,0	3872,8	3875,6	3878,2	3880,7	3883,2	3885,6	3888,0	3890,4	3892,7

продолжение таблицы 8.11

№ п/п	Показатели	Годы																
		2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	22,9	22,4	22,0	21,5	21,1	20,7	20,3	19,9	19,6	19,2	18,8	18,5	18,1	17,8	17,5	17,2	16,9
2	В том числе из: переходящих скважин	22,9	22,4	22,0	21,5	21,1	20,7	20,3	19,9	19,6	19,2	18,8	18,5	18,1	17,8	17,5	17,2	16,9
3	мехспособом, тыс.т.	22,9	22,4	22,0	21,5	21,1	20,7	20,3	19,9	19,6	19,2	18,8	18,5	18,1	17,8	17,5	17,2	16,9
4	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
15	Расчет.время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчет. добыча нефти из нов.скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переход. скважин предыдущего года, тыс.т.	23,3	22,9	22,4	22,0	21,5	21,1	20,7	20,3	19,9	19,6	19,2	18,8	18,5	18,1	17,8	17,5	17,2
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т.	23,3	22,9	22,4	22,0	21,5	21,1	20,7	20,3	19,9	19,6	19,2	18,8	18,5	18,1	17,8	17,5	17,2
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв.данного года, тыс.т.	22,9	22,4	22,0	21,5	21,1	20,7	20,3	19,9	19,6	19,2	18,8	18,5	18,1	17,8	17,5	17,2	16,9
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,0	-2,0	-2,0	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	4	3	2	0	0	2	0	2	5	2	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	66	64	63	62	62	62	61	61	59	55	54	54	54	54	54	54	54
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	55,6	53,6	52,6	51,6	51,6	51,6	50,6	50,6	49,6	45,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	2	2	1	0	0	1	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	41	39	37	36	36	36	35	35	35	34	33	33	33	33	33	33	33
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	27	25	23	22	22	22	21	21	21	20	19	19	19	19	19	19	19
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	168,6	166,1	167,7	167,6	166,9	166,5	165,6	165,1	165,9	167,0	168,3	167,8	167,4	167,0	166,5	166,1	165,7
31	переходящих скважин по жидкости, т/сут	168,6	166,1	167,7	167,6	166,9	166,5	165,6	165,1	165,9	167,0	168,3	167,8	167,4	167,0	166,5	166,1	165,7
32	новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средняя обводненность продукции, %	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
34	переходящих скважин по жидкости, т/сут	99,64	99,64	99,65	99,65	99,66	99,67	99,67	99,68	99,68	99,69	99,69	99,70	99,70	99,71	99,71	99,72	99,72
35	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	0,98	0,95	0,93	0,89	0,87	0,83	0,81	0,80	0,79	0,77	0,76	0,74	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66
37	переходящих скважин по нефти, т/сут	0,98	0,95	0,93	0,89	0,87	0,83	0,81	0,80	0,79	0,77	0,76	0,74	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	6287,1	6270,7	6254,4	6238,1	6221,9	6205,7	6189,6	6173,5	6157,5	6141,6	6125,7	6109,8	6094,1	6078,3	6062,6	6047,0	6031,4
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	6287,1	6270,7	6254,4	6238,1	6221,9	6205,7	6189,6	6173,5	6157,5	6141,6	6125,7	6109,8	6094,1	6078,3	6062,6	6047,0	6031,4
40	из новых, тыс.т.	46,0	47,0	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	55,0	56,0	57,0	58,0	59,0	60,0	61,0	62,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	633478	640085	646672	653242	659793	666327	672842	679339	685818	692279	698723	705148	711556	717947	724320	730675	737013
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	42903,2	42925,6	42947,6	42969,1	42990,2	43010,9	43031,3	43051,2	43071	43090	43109	43127,2	43145,4	43163,2	43180,7	43197,9	43214,8
43	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,551	0,551	0,552	0,552	0,552	0,552	0,553	0,553	0,553	0,553	0,554	0,554	0,554	0,554	0,555	0,555	0,555
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,9	98,0	98,0	98,0	98,1	98,1	98,2	98,2	98,3	98,3	98,4	98,4	98,5	98,5	98,5	98,6	98,6
45	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
46	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7
47	Закачка рабочего агента, тыс. м3	6291,5	6274,9	6258,4	6242,0	6225,6	6209,2	6192,9	6176,7	6160,6	6144,5	6128,4	6112,4	6096,5	6080,6	6064,8	6049,1	6033,4
48	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	657157	663432	669690	675932	682158	688367	694560	700737	706897	713042	719170	725283	731379	737460	743525	749574	755607
49	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	с начала разработки, %	103,7	103,6	103,6	103,5	103,4	103,3	103,2	103,1	103,1	103,0	102,9	102,9	102,8	102,7	102,7	102,6	102,5
51	Добыча нефтяного газа, млн.м3	2,28	2,25	2,21	2,18	2,14	2,11	2,07	2,04	2,01	1,98	1,94	1,91	1,88	1,86	1,83	1,80	1,77
52	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	3895,0	3897,2	3899,4	3901,6	3903,7	3905,8	3907,9	3910,0	3912,0	3913,9	3915,9	3917,8	3919,7	3921,5	3923,4	3925,2	3926,9

продолжение таблицы 8.11

№ п/п	Показатели	Годы																
		2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	16,6	16,3	14,1	13,9	13,8	13,6	13,4	12,6	12,4	12,3	12,1	12,0	11,8	11,7	11,5	11,4	11,2
2	В том числе из: переходящих скважин	16,6	16,3	14,1	13,9	13,8	13,6	13,4	12,6	12,4	12,3	12,1	12,0	11,8	11,7	11,5	11,4	11,2
3	мехспособом, тыс.т.	16,6	16,3	14,1	13,9	13,8	13,6	13,4	12,6	12,4	12,3	12,1	12,0	11,8	11,7	11,5	11,4	11,2
4	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
15	Расчет.время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчет. добыча нефти из нов.скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переход. скважин предыдущего года, тыс.т.	16,9	16,6	16,3	14,1	13,9	13,8	13,6	13,4	12,6	12,4	12,3	12,1	12,0	11,8	11,7	11,5	11,4
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т.	16,9	16,6	16,3	14,1	13,9	13,8	13,6	13,4	12,6	12,4	12,3	12,1	12,0	11,8	11,7	11,5	11,4
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв.данного года, тыс.т.	16,6	16,3	14,1	13,9	13,8	13,6	13,4	12,6	12,4	12,3	12,1	12,0	11,8	11,7	11,5	11,4	11,2
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,3	-2,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,8	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,8	-1,8	-13,3	-1,4	-0,9	-1,4	-1,4	-6,1	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	54	54	35	35	35	35	35	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	44,7	44,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	33	33	17	17	17	17	17	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	19	19	11	11	11	11	11	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	165,2	164,8	62,7	62,5	62,2	61,9	61,7	81,3	81,0	80,7	80,4	80,0	79,7	79,4	79,0	78,7	78,4
31	переходящих скважин по жидкости, т/сут	165,2	164,8	62,7	62,5	62,2	61,9	61,7	81,3	81,0	80,7	80,4	80,0	79,7	79,4	79,0	78,7	78,4
32	новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средняя обводненность продукции, %	99,7	99,7	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,8	98,8	98,8
34	переходящих скважин по жидкости, т/сут	99,72	99,73	98,60	98,61	98,62	98,63	98,64	98,69	98,70	98,71	98,71	98,72	98,73	98,74	98,75	98,76	98,77
35	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	0,65	0,64	0,86	0,84	0,85	0,83	0,82	0,94	0,93	0,92	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,84	0,83
37	переходящих скважин по нефти, т/сут	0,65	0,64	0,86	0,84	0,85	0,83	0,82	0,94	0,93	0,92	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,84	0,83
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	6015,9	6000,5	1010,4	1005,0	999,6	994,2	988,9	958,3	953,1	948,0	942,9	937,8	932,8	927,7	922,8	917,8	912,9
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	6015,9	6000,5	1010,4	1005,0	999,6	994,2	988,9	958,3	953,1	948,0	942,9	937,8	932,8	927,7	922,8	917,8	912,9
40	из новых, тыс.т.	63,0	64,0	65,0	66,0	67,0	68,0	69,0	70,0	71,0	72,0	73,0	74,0	75,0	76,0	77,0	78,0	79,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	743334	749637	755923	762192	763489	764779	766061	767312	768555	769792	771022	772244	773461	774670	775873	777069	778259
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	43232	43247,6	43262	43275,7	43289,5	43303	43316,5	43329	43341,5	43354	43366	43378	43389,7	43402	43413	43424,2	43436
43	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,555	0,555	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,558	0,558	0,558
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,6	98,7	98,7	98,7	98,8	98,8	98,8	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0	99,0	99,1	99,1	99,1
45	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
46	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,7	2,7	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8
47	Закачка рабочего агента, тыс. м3	6017,7	6002,1	1018,1	1012,6	1007,1	1001,7	996,3	965,1	959,9	954,7	949,5	944,3	939,2	934,1	929,0	924,0	919,0
48	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	761625	767627	768645	769657	770665	771666	772662	773628	774587	775542	776492	777436	778375	779309	780238	781162	782081
49	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	с начала разработки, %	102,5	102,4	101,7	101,0	100,9	100,9	100,9	100,8	100,8	100,7	100,7	100,7	100,6	100,6	100,6	100,5	100,5
51	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1,75	1,72	1,67	1,65	1,64	1,62	1,59	1,44	1,42	1,40	1,38	1,37	1,35	1,34	1,32	1,30	1,29
52	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	3928,7	3930,4	3932,1	3933,7	3935,4	3937,0	3938,6	3940,0	3941,4	3942,8	3944,2	3945,6	3946,9	3948,3	3949,6	3950,9	3952,2

продолжение таблицы 8.11

№ п/п	Показатели	Годы															
		2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	11,1	11,0	10,8	10,7	10,5	10,4	10,3	10,1	10,0	9,9	9,8	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2
2	В том числе из: переходящих скважин	11,1	11,0	10,8	10,7	10,5	10,4	10,3	10,1	10,0	9,9	9,8	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2
3	мехспособом, тыс.т.	11,1	11,0	10,8	10,7	10,5	10,4	10,3	10,1	10,0	9,9	9,8	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2
4	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
15	Расчет.время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчет. добыча нефти из нов.скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переход. скважин предыдущего года, тыс.т.	11,2	11,1	11,0	10,8	10,7	10,5	10,4	10,3	10,1	10,0	9,9	9,8	9,6	9,5	9,4	9,3
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т.	11,2	11,1	11,0	10,8	10,7	10,5	10,4	10,3	10,1	10,0	9,9	9,8	9,6	9,5	9,4	9,3
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв.данного года, тыс.т.	11,1	11,0	10,8	10,7	10,5	10,4	10,3	10,1	10,0	9,9	9,8	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,2	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	78,1	77,8	77,4	77,1	76,6	76,4	76,0	75,7	75,3	74,9	73,6	73,2	72,6	72,3	71,9	71,6
31	переходящих скважин по жидкости, т/сут	78,1	77,8	77,4	77,1	76,6	76,4	76,0	75,7	75,3	74,9	73,6	73,2	72,6	72,3	71,9	71,6
32	новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средняя обводненность продукции, %	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9
34	переходящих скважин по жидкости, т/сут	98,78	98,79	98,80	98,80	98,81	98,82	98,83	98,84	98,85	98,86	98,87	98,87	98,88	98,89	98,90	98,91
35	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	0,82	0,81	0,80	0,76	0,75	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,70	0,65	0,64	0,63	0,63	0,62
37	переходящих скважин по нефти, т/сут	0,82	0,81	0,80	0,76	0,75	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,70	0,65	0,64	0,63	0,63	0,62
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	908,0	903,1	898,3	893,5	888,7	884,0	879,3	874,6	869,9	865,3	860,7	856,1	851,6	847,0	842,6	838,1
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	908,0	903,1	898,3	893,5	888,7	884,0	879,3	874,6	869,9	865,3	860,7	856,1	851,6	847,0	842,6	838,1
40	из новых, тыс.т.	80,0	81,0	82,0	83,0	84,0	85,0	86,0	87,0	88,0	89,0	90,0	91,0	92,0	93,0	94,0	95,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	779442	780618	781788	782952	784109	785260	786404	787543	788675	789800	790920	792034	793141	794242	795338	796427
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	43446,6	43457,5	43468	43479	43489,6	43500	43511	43521	43531	43541	43550,1	43559,7	43569	43578,6	43588	43597,1
43	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,558	0,558	0,558	0,558	0,559	0,559	0,559	0,559	0,559	0,559	0,559	0,559	0,560	0,560	0,560	0,560
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,1	99,2	99,2	99,2	99,2	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5
45	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
46	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
47	Закачка рабочего агента, тыс. м3	914,0	909,1	904,2	899,3	894,5	889,7	884,9	880,1	875,4	870,7	866,0	861,4	856,8	852,2	847,6	843,1
48	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	782995	783904	784809	785708	786602	787492	788377	789257	790132	791003	791869	792731	793587	794439	795287	796130
49	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	с начала разработки, %	100,5	100,4	100,4	100,4	100,3	100,3	100,3	100,2	100,2	100,2	100,1	100,1	100,1	100,0	100,0	100,0
51	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1,27	1,26	1,24	1,23	1,21	1,20	1,18	1,17	1,15	1,14	1,13	1,11	1,10	1,09	1,07	1,06
52	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	3953,5	3954,7	3956,0	3957,2	3958,4	3959,6	3960,8	3962,0	3963,1	3964,3	3965,4	3966,5	3967,6	3968,7	3969,8	3970,8

продолжение таблицы 8.11

п/п	Показатели	Годы																	
		2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	9,1	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5
2	В том числе из: переходящих скважин	9,1	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5
3	мехспособом, тыс.т.	9,1	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5
4	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
15	Расчет.время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчет. добыча нефти из нов.скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переход. скважин предыдущего года, тыс.т.	9,2	9,1	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т.	9,2	9,1	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв.данного года, тыс.т.	9,1	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	71,3	71,0	70,7	70,5	70,2	70,0	69,8	69,5	69,3	69,0	68,8	68,5	68,3	68,1	67,8	67,6	67,4	67,1
31	переходящих скважин по жидкости, т/сут	71,3	71,0	70,7	70,5	70,2	70,0	69,8	69,5	69,3	69,0	68,8	68,5	68,3	68,1	67,8	67,6	67,4	67,1
32	новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средняя обводненность продукции, %	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
34	переходящих скважин по жидкости, т/сут	98,91	98,92	98,93	98,93	98,94	98,95	98,95	98,96	98,97	98,97	98,98	98,99	98,99	99,00	99,00	99,01	99,02	99,02
35	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	0,61	0,58	0,57	0,56	0,56	0,55	0,54	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,48	0,46	0,46	0,45	0,45	0,44
37	переходящих скважин по нефти, т/сут	0,61	0,58	0,57	0,56	0,56	0,55	0,54	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,48	0,46	0,46	0,45	0,45	0,44
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	833,7	829,2	824,9	820,5	816,2	811,9	807,6	803,3	799,1	794,9	790,7	786,6	782,4	778,3	774,2	770,2	766,1	762,1
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	833,7	829,2	824,9	820,5	816,2	811,9	807,6	803,3	799,1	794,9	790,7	786,6	782,4	778,3	774,2	770,2	766,1	762,1
40	из новых, тыс.т.	96,0	97,0	98,0	99,0	100,0	101,0	102,0	103,0	104,0	105,0	106,0	107,0	108,0	109,0	110,0	111,0	112,0	113,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	797511	798588	799660	800726	801786	802840	803888	804931	805968	807000	808026	809046	810061	811070	812074	813072	814065	815053
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	43606,1	43615,1	43623,9	43632,7	43641,3	43649,9	43658,3	43666,7	43674,9	43683,1	43691,1	43699,1	43707,0	43714,8	43722,5	43730,1	43737,6	43745
43	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561	0,562	0,562	0,562
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8
45	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
46	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7	4,8	5,0	5,2	5,5	5,7	6,0	6,3	6,7	7,1	7,5	8,0	8,6
47	Закачка рабочего агента, тыс. м3	838,6	834,1	829,7	825,3	820,9	816,5	812,2	807,9	803,6	799,4	795,1	790,9	786,7	782,6	778,5	774,4	770,3	766,2
48	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	796969	797803	798633	799458	800279	801095	801908	802715	803519	804318	805114	805904	806691	807474	808252	809027	809797	810563
49	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	с начала разработки, %	99,9	99,9	99,9	99,8	99,8	99,8	99,8	99,7	99,7	99,7	99,6	99,6	99,6	99,6	99,5	99,5	99,5	99,4
51	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1,05	1,04	1,03	1,02	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88	0,87
52	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	3971,9	3972,9	3973,9	3975,0	3976,0	3976,9	3977,9	3978,9	3979,9	3980,8	3981,8	3982,7	3983,6	3984,5	3985,4	3986,3	3987,2	3988,1

продолжение таблицы 8.11

п/п	Показатели	Годы																
		2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
2	В том числе из: переходящих скважин	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
3	мехспособом, тыс.т.	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
4	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
15	Расчет.время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчет. добыча нефти из нов.скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переход. скважин предыдущего года, тыс.т.	7,5	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т.	7,5	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв.данного года, тыс.т.	7,4	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	6,9	6,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-62,4	-1,1	-1,1	-1,2	-1,2	-1,2	-0,9	-0,9	-0,9
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	31	31	31	31	31	31	31	31	3	3	3	3	3	3	3	3	3
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	13	13	13	13	13	13	13	13	3	3	3	3	3	3	3	3	3
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	7	7	7	3	3	3	3	3	3	3	3	3
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	66,9	66,7	66,4	66,2	66,0	65,8	65,5	65,3	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,3	58,3	58,3
31	переходящих скважин по жидкости, т/сут	66,9	66,7	66,4	66,2	66,0	65,8	65,5	65,3	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,3	58,3	58,3
32	новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средняя обводненность продукции, %	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,1	99,1	99,1	97,4	97,5	97,5	97,5	97,5	97,6	97,6	97,6	97,6
34	переходящих скважин по жидкости, т/сут	99,03	99,03	99,04	99,04	99,05	99,05	99,06	99,06	97,43	97,46	97,49	97,52	97,55	97,58	97,60	97,62	97,64
35	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	0,44	0,44	0,43	0,43	0,42	0,42	0,41	0,41	0,35	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32
37	переходящих скважин по нефти, т/сут	0,44	0,44	0,43	0,43	0,42	0,42	0,41	0,41	0,35	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	758,2	754,2	750,3	746,4	742,5	738,6	734,8	730,9	100,0	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	758,2	754,2	750,3	746,4	742,5	738,6	734,8	730,9	100,0	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
40	из новых, тыс.т.	114,0	115,0	116,0	117,0	118,0	119,0	120,0	121,0	122,0	123,0	124,0	125,0	126,0	127,0	128,0	129,0	130,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	816035	817012	817984	818950	819912	812754	812854	812954	813053	813153	813253	813353	813453	813553	813653	813753	813853
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	43752,5	43759,8	43767,0	43774,1	43781,2	43788,1	43795,1	43802	43804,5	43807,0	43809,5	43812,0	43814,4	43817	43819,3	43824	43824,0
43	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
45	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
46	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,3	10,2	11,2	12,5	14,1	16,3	19,3	23,6	11,6	13,0	14,8	17,1	20,4	25,4	33,6	50,2	100,0
47	Закачка рабочего агента, тыс. м3	762,2	758,2	754,2	750,3	746,3	742,4	738,6	734,7	101,4	101,4	101,4	101,3	101,3	101,3	101,3	101,2	101,2
48	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	811325	812084	812838	813588	814334	815077	815815	816550	596907	597009	597110	597211	597313	597414	597515	597616	597718
49	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	с начала разработки, %	99,4	99,4	99,4	99,3	99,3	100,3	100,4	100,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4
51	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,82	0,81	0,35	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32
52	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	3988,9	3989,8	3990,6	3991,5	3992,3	3993,1	3994,0	3994,8	3995,1	3995,5	3995,8	3996,1	3996,5	3996,8	3997,1	3997,4	3997,8

Таблица 8.12 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект I. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	26,3	25,6	25,0	24,4	23,7	23,0	22,1	21,3	20,6	19,8	19,1	18,4	17,8	17,1	16,5	15,9	15,3
2	В том числе из: переходящих скважин	26,3	25,6	25,0	24,4	23,7	23,0	22,1	21,3	20,6	19,8	19,1	18,4	17,8	17,1	16,5	15,9	15,3
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	26,6	26,3	25,6	25,0	24,4	23,7	23,0	22,1	21,3	20,6	19,8	19,1	18,4	17,8	17,1	16,5	15,9
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	26,3	25,6	25,0	24,4	23,7	23,0	22,1	21,3	20,6	19,8	19,1	18,4	17,8	17,1	16,5	15,9	15,3
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,3	-2,5	-2,5	-2,5	-2,6	-3,3	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6
8	Ввод переводом с других объектов, шт	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	4	0	2	0	0	2	3	0	0	0	2	1	0	1	0	2	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	40	40	39	39	39	38	36	36	36	36	35	34	34	34	34	33	33
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	36	36	35	35	35	34	32	34	34	34	33	32	32	32	32	31	31
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	36	36	35	35	35	34	33	33	33	33	32	32	32	31	31	30	30
16	Действующий фонд нагнет.скв.на конец года, шт.	25	25	24	24	24	23	22	23	23	23	22	21	21	21	21	20	20
17	Средний дебит действующих скв.по жидкости, т/сут	510,0	458,1	455,4	441,2	488,0	499,8	511,2	510,2	509,2	508,2	505,5	503,4	496,3	495,3	494,3	491,3	490,3
18	Средняя обводненность продукции, %	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,1	1,9	1,9	1,8	2,1	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	918,9	755,6	702,9	638,6	639,8	602,0	555,8	535,8	515,8	502,2	452,2	438,4	411,8	411,0	410,1	402,5	401,7
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	6366,3	6079,2	5825,2	5643,4	5632,1	5620,8	5609,6	5598,4	5587,2	5576,0	5564,9	5553,7	5542,6	5531,5	5520,5	5509,4	5498,4
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	179697	185776	191601	197244	202876	208497	214107	219705	225292	230868	236433	241987	247530	253061	258582	264091	269589
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	16624,3	16650,0	16675,0	16699,3	16723,1	16746,0	16768,2	16789,5	16810,1	16829,9	16849,0	16867,4	16885,2	16902,3	16918,8	16934,7	16950,0
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,576	0,577	0,578	0,579	0,580	0,581	0,581	0,582	0,583	0,584	0,584	0,585	0,586	0,586	0,587	0,587	0,588
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,1	96,3	96,4	96,6	96,7	96,8	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,5	97,6	97,7	97,8	97,9	98,0
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,152	0,148	0,145	0,141	0,137	0,133	0,128	0,123	0,119	0,115	0,111	0,107	0,103	0,099	0,095	0,092	0,089
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3
28	Закачка рабочего агента, тыс. м3	8434,7	7368,4	6824,2	6199,9	6187,3	6174,7	6162,1	6149,6	6137,1	6124,6	6112,2	6099,7	6087,4	6075,0	6062,7	6050,4	6038,1
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	203587,5	210955,9	217780,1	223979,9	230167,2	236341,9	242504,1	248653,7	254790,7	260915,3	267027,5	273127,2	279214,6	285289,6	291352,3	297402,6	303440,8
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	132,5	121,2	117,1	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8
31	с начала разработки, %	1133,0	1135,5	1136,6	1135,5	1134,5	1133,5	1132,6	1131,8	1130,9	1130,1	1129,4	1128,7	1128,0	1127,4	1126,7	1126,1	1125,6
32	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,279	0,272	0,265	0,258	0,252	0,243	0,235	0,226	0,218	0,210	0,203	0,195	0,188	0,181	0,175	0,169	0,163
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	161,5	161,8	162,1	162,3	162,6	162,8	163,0	163,3	163,5	163,7	163,9	164,1	164,3	164,5	164,6	164,8	165,0

продолжение таблицы 8.12

№ п/п	Показатели	Годы																
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	14,8	14,3	13,7	13,2	12,8	12,3	11,9	11,4	11,0	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2
2	В том числе из: переходящих скважин	14,8	14,3	13,7	13,2	12,8	12,3	11,9	11,4	11,0	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	15,3	14,8	14,3	13,7	13,2	12,8	12,3	11,9	11,4	11,0	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	14,8	14,3	13,7	13,2	12,8	12,3	11,9	11,4	11,0	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	2	0	0	1	1	0	0	2	0	0	0	2	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	33	33	33	33	32	32	32	32	31	31	31	30	30	30	30	29	29
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	31	31	31	31	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	29	28	28
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	30	30	30	30	29	29	29	28	28	28	28	27	27	27	27	26	26
16	Действующий фонд нагнет.скв.на конец года, шт.	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	19	19	19	19	18	17	17
17	Средний дебит действующих скв.по жидкости, т/сут	489,3	488,3	487,4	486,4	483,3	482,4	481,4	480,4	477,3	476,3	475,4	472,1	471,1	470,2	469,2	465,8	464,9
18	Средняя обводненность продукции, %	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
20	Средняя приемистость нагнет. скважин, м3/сут	400,8	400,0	399,2	398,4	390,4	389,6	388,8	380,4	379,6	378,8	378,1	369,1	368,4	367,6	366,9	357,4	356,7
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	5487,4	5476,4	5465,5	5454,6	5443,6	5432,8	5421,9	5411,0	5400,2	5389,4	5378,6	5367,9	5357,2	5346,4	5335,7	5325,1	5314,4
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	275077	280553	286019	291473	296917	302350	307772	313183	318583	323972	329351	334719	340076	345423	350758	356083	361398
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	16965	16979	16992,8	17006,1	17018,8	17031,1	17043	17054,4	17065,5	17076,1	17086,3	17096,2	17105,7	17114,9	17123,8	17132,3	17140,5
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,588	0,589	0,589	0,590	0,590	0,591	0,591	0,591	0,592	0,592	0,593	0,593	0,593	0,594	0,594	0,594	0,594
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,1	98,2	98,3	98,3	98,4	98,5	98,6	98,6	98,7	98,7	98,8	98,9	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1
26	Темп отбора от нач. извлекаемых запасов, %	0,085	0,082	0,079	0,077	0,074	0,071	0,069	0,066	0,064	0,061	0,059	0,057	0,055	0,053	0,051	0,049	0,048
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,3	4,3	4,4	4,4	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,9	5,0	5,0	5,1
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	6026	6013,7	6001,5	5989,4	5977,3	5965,2	5953,1	5941,1	5929,1	5917,2	5905,2	5893,3	5881,4	5869,6	5857,7	5845,9	5834,1
29	Закачка рабочего агента с нач.разработки, тыс. $м^3$	30946	315481	321482	327472	333448,6	339414	345367	351308,0	357237,2	363154,3	369059,5	374952,8	380834,2	386703,8	392561,5	398407,5	404242
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	109,8	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7
31	с начала разработки, %	1125,0	1124,5	1124,0	1123,5	1123,0	1122,6	1122,2	1121,7	1121,3	1120,9	1120,6	1120,2	1119,9	1119,5	1119,2	1118,9	1118,6
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,157	0,151	0,146	0,140	0,135	0,130	0,126	0,121	0,117	0,113	0,109	0,105	0,101	0,097	0,094	0,090	0,087
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	165,1	165,3	165,4	165,6	165,7	165,8	166,0	166,1	166,2	166,3	166,4	166,5	166,6	166,7	166,8	166,9	167,0

продолжение таблицы 8.12

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	7,9	7,6	7,4	7,1	6,8	6,6	6,3	6,1	5,9	5,6	5,4	5,1	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0	3,9
2	В том числе из: переходящих скважин	7,9	7,6	7,4	7,1	6,8	6,6	6,3	6,1	5,9	5,6	5,4	5,1	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0	3,9
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	8,2	7,9	7,6	7,4	7,1	6,8	6,6	6,3	6,1	5,9	5,6	5,4	5,1	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	7,9	7,6	7,4	7,1	6,8	6,6	6,3	6,1	5,9	5,6	5,4	5,1	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0	3,9
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,7	-3,7	-3,7	-3,9	-3,9	-4,3	-4,7	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,0	-3,0
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	3	0	0	0	2	0	0	0	0	2	0	4	2	2	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	29	29	29	27	27	27	27	26	26	26	26	26	25	25	23	22	21	21
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	28	28	28	26	26	26	26	25	25	25	25	25	24	24	22	21	20	20
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	2	1	1	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	26	26	26	25	25	25	25	24	24	24	24	24	23	23	21	20	19	19
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16	15	15	13	12	11	11
17	Средний дебит действующих скв.по жидкости, т/сут	464,0	463,0	462,1	462,3	461,4	460,5	459,5	455,9	454,9	454,0	453,1	452,2	448,8	440,5	439,9	435,2	430,2	429,4
18	Средняя обводненность продукции, %	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6
20	Средняя приемистость нагнетательных скв., $м^3$/сут	356,0	355,3	354,6	344,5	343,8	343,1	342,4	331,7	331,1	330,4	329,7	329,1	317,6	317,0	291,7	277,1	260,9	260,4
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	5303,8	5293,2	5282,6	5272,0	5261,5	5251,0	5240,5	5230,0	5219,5	5209,1	5198,7	5188,3	5177,9	5167,5	5157,2	5146,9	5136,6	5126,3
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	366702	371995	377277	382549	387811	393062	398302	403532	408752	413961	419160	424348	429526	434693	439851	444997	450134	455260
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	17148,4	17156,1	17163,4	17170,5	17177	17184,0	17190,3	17196,4	17202,3	17208,0	17213,4	17218,5	17223,4	17228,1	17232,5	17236,8	17240,8	17244,7
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,595	0,595	0,595	0,595	0,596	0,596	0,596	0,596	0,597	0,597	0,597	0,597	0,597	0,597	0,598	0,598	0,598	0,598
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,2	99,2	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,7
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,046	0,044	0,043	0,041	0,040	0,038	0,037	0,035	0,034	0,033	0,031	0,030	0,028	0,027	0,026	0,024	0,023	0,022
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	7,0	7,1	7,4
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	5822,4	5810,7	5799,0	5787,3	5775,7	5764,0	5752,4	5740,9	5729,3	5717,8	5706,3	5694,8	5683,4	5671,9	5660,5	5649,1	5637,8	5626,5
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	410064	415875	421673,6	427461	433237	439001	444753	450494	456223,3	461941	467647,4	473342,2	479026	484697,5	490358	496007	501645	507272
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7
31	с начала разработки, %	1118,2	1118,0	1117,7	1117,4	1117,1	1116,9	1116,6	1116,4	1116,1	1115,9	1115,7	1115,5	1115,2	1115,0	1114,8	1114,6	1114,4	1114,2
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,084	0,081	0,078	0,075	0,073	0,070	0,067	0,065	0,062	0,060	0,057	0,055	0,052	0,050	0,047	0,045	0,043	0,041
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	167,1	167,2	167,2	167,3	167,4	167,5	167,5	167,6	167,6	167,7	167,8	167,8	167,9	167,9	168,0	168,0	168,1	168,1

продолжение таблицы 8.12

№ п/п	Показатели	Годы															
		2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	3,8	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3
2	В том числе из: переходящих скважин	3,8	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	3,9	3,8	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	3,8	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,0	-3,1	-3,2	-3,3	-3,4	-3,4	-3,4
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	2	0	2	4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	20	20	18	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	20	19	19	17	14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	19	18	18	18	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	10	10	10	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	428,5	414,5	413,6	430,0	457,8	452,8	451,9	451,0	450,1	449,2	448,3	447,4	446,5	445,6	444,7	443,8
18	Средняя обводненность продукции, %	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	100,0	100,0
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	259,9	242,2	241,7	209,8	155,2	129,3	129,0	128,8	128,5	128,2	128,0	127,7	127,5	127,2	127,0	126,7
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	5116,1	5105,8	5095,6	5085,4	5075,3	5065,1	5055,0	5044,9	5034,8	5024,7	5014,7	5004,6	4994,6	4984,6	4974,7	4964,7
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	460376	465482	470578	475663	480739	485804	490859	495904	500938	505963	510978	515982	520977	525962	530936	535901
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	17248,4	17252,1	17255,6	17259,1	17262,4	17265,7	17268,8	17271,9	17274,8	17277,7	17280,4	17283,1	17285,7	17288,2	17290,7	17293,0
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,598	0,598	0,598	0,599	0,599	0,599	0,599	0,599	0,599	0,599	0,599	0,599	0,599	0,600	0,600	0,600
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,022	0,021	0,021	0,020	0,019	0,019	0,018	0,018	0,017	0,017	0,016	0,016	0,015	0,015	0,014	0,014
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,8	8,2	8,7	9,2	9,8	10,6	11,5	12,6	14,0	15,7	18,1	21,4	26,3	34,5	50,9	100,0
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	5615,2	5603,9	5592,7	5581,5	5570,3	5559,1	5548,0	5536,8	5525,7	5514,7	5503,6	5492,6	5481,6	5470,6	5459,6	5448,7
29	Закачка рабочего агента с нач. разработки, тыс. $м^3$	512886,5	518491	524083	529665	535235	540794	546342	551878	557404,5	562919	568423	573915,3	579397	584867,5	590327	595776
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7
31	с начала разработки, %	1114,1	1113,9	1113,7	1113,5	1113,4	1113,2	1113,0	1112,9	1112,7	1112,6	1112,4	1112,3	1112,1	1112,0	1111,9	1111,7
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,040	0,039	0,038	0,036	0,035	0,034	0,033	0,032	0,031	0,030	0,029	0,028	0,028	0,027	0,026	0,025
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	168,1	168,2	168,2	168,2	168,3	168,3	168,4	168,4	168,4	168,4	168,5	168,5	168,5	168,6	168,6	168,6

Таблица 8.13 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект II. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	51,3	43,6	37,4	32,4	31,8	31,1	30,5	29,9	29,3	28,7	28,1	27,6	27,0	26,5	25,9	25,4	24,9
2	В том числе из: переходящих скважин	51,3	43,6	37,4	32,4	31,8	31,1	30,5	29,9	29,3	28,7	28,1	27,6	27,0	26,5	25,9	25,4	24,9
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	66	51,3	43,6	37,4	32,4	31,8	31,1	30,5	29,9	29,3	28,7	28,1	27,6	27,0	26,5	25,9	25,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	51,3	43,6	37,4	32,4	31,8	31,1	30,5	29,9	29,3	28,7	28,1	27,6	27,0	26,5	25,9	25,4	24,9
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-14,3	-7,7	-6,2	-5,0	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-21,8	-15,0	-14,3	-13,3	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скв., с др.категории, шт	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	2	1	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2	1
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	34	33	32	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	30	29
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	29	28	27	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	25	24
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	14	13	13	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	10	10
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	10	10	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	7	7
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	212,1	195,9	191,0	144,9	142,3	141,6	140,9	140,2	139,5	138,8	138,1	137,4	136,7	136,1	139,9	136,7	137,1
18	Средняя обводненность продукции, %	97,5	97,8	97,9	98,1	98,1	98,1	98,1	98,2	98,2	98,2	98,3	98,3	98,3	98,3	98,4	98,4	98,4
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	5,2	4,6	4,1	3,7	3,5	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,8	2,9	2,9
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	539,0	567,0	442,6	498,2	345,0	343,2	341,4	339,7	337,9	331,6	329,9	328,2	326,5	324,8	323,1	267,9	266,5
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	2070,5	1941,8	1778,9	1667,9	1659,5	1651,2	1643,0	1634,8	1626,6	1618,4	1610,4	1602,3	1594,3	1586,3	1578,4	1570,5	1562,6
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	99931	101873	103652	105320	106979	108631	110274	111908	113535	115153	116764	118366	119960	121547	123125	124696	126258
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	18800,3	18843,9	18881,3	18913,7	18945,4	18976,5	19007,0	19036,9	19066,2	19094,9	19123,0	19150,6	19177,6	19204,1	19230,0	19255,4	19280,3
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,544	0,545	0,546	0,547	0,548	0,549	0,550	0,551	0,551	0,552	0,553	0,554	0,555	0,555	0,556	0,557	0,558
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,0	92,2	92,4	92,6	92,7	92,9	93,0	93,2	93,3	93,4	93,6	93,7	93,9	94,0	94,1	94,2	94,4
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,0	2,7	2,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
28	Закачка рабочего агента, тыс. м3	2055,9	1966,1	1813,5	1696,1	1676,5	1667,9	1659,3	1650,8	1642,3	1633,8	1625,4	1617,1	1608,8	1600,5	1592,3	1584,1	1576,0
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	105706	107672	109485	111182	112858	114526	116185	117835,9	119478	121112	122737,5	124355	125964	127564	129156	130741	132316
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	98,0	100,1	99,8	99,6	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	105,8	105,7	105,6	105,6	105,5	105,4	105,4	105,3	105,2	105,2	105,1	105,1	105,0	105,0	104,9	104,8	104,8
32	Добыча нефтяного газа, млн.м3	5,8	5,0	4,3	3,7	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	2704	2709	2713,1	2716,8	2720,2	2723,5	2726,8	2730,0	2733,1	2736,2	2739,2	2742,2	2745,1	2747,9	2750,7	2753,4	2756,1

продолжение таблицы 8.13

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	24,4	24,0	23,5	23,1	22,6	22,2	21,8	21,4	21,0	20,6	20,2	19,8	19,4	19,0	18,7	18,3	18,0	17,6
2	В том числе из: переходящих скважин	24,4	24,0	23,5	23,1	22,6	22,2	21,8	21,4	21,0	20,6	20,2	19,8	19,4	19,0	18,7	18,3	18,0	17,6
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	24,9	24,4	24,0	23,5	23,1	22,6	22,2	21,8	21,4	21,0	20,6	20,2	19,8	19,4	19,0	18,7	18,3	18,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	24,4	24,0	23,5	23,1	22,6	22,2	21,8	21,4	21,0	20,6	20,2	19,8	19,4	19,0	18,7	18,3	18,0	17,6
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	2	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	28	28	28	27	27	27	26	26	26	25	25	25	25	25	25	25	25	25
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	23	23	23	22	22	22	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20	20	20
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	7
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5
17	Средний дебит действующих скв.по жидкости, т/сут	136,4	135,7	134,3	133,6	133,0	131,5	130,8	130,2	128,7	128,0	127,4	126,8	126,1	125,5	124,9	124,3	123,6	120,1
18	Средняя обводненность продукции, %	98,4	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,8
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	3,0	2,9	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,8	2,7	2,7	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	265,2	263,8	262,5	232,1	230,9	229,7	228,6	227,4	226,2	225,1	214,1	213,0	212,0	210,9	209,8	208,7	207,7	187,5
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1554,8	1547,1	1539,3	1531,6	1524,0	1516,3	1508,8	1501,2	1493,7	1486,2	1478,8	1471,4	1464,1	1456,7	1449,5	1442,2	1435,0	1427,8
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	127813	129360	130899	132431	133955	135471	136980	138481	139975	141461	142940	144411	145876	147332	148782	150224	151659	153087
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	19304,8	19328,8	19352,3	19375,4	19398,0	19420,2	19442,0	19463,4	19484,3	19504,9	19525,1	19544,9	19564,3	19583,3	19602,0	19620,3	19638,3	19656,0
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,558	0,559	0,560	0,560	0,561	0,562	0,562	0,563	0,564	0,564	0,565	0,565	0,566	0,566	0,567	0,567	0,568	0,569
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,5	94,6	94,7	94,8	94,9	95,0	95,1	95,2	95,4	95,5	95,6	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0	96,1	96,2
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1567,9	1559,9	1551,9	1544,0	1536,1	1528,3	1520,4	1512,7	1505,0	1497,3	1489,6	1482,0	1474,5	1467,0	1459,5	1452,0	1444,6	1437,3
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	133884	135444,2	136996	138540,1	140076	141605	143125	144637,6	146142,5	147639,8	149129,4	150612	152086,0	153553	155013	156464,4	157909	159346
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	104,8	104,7	104,7	104,6	104,6	104,5	104,5	104,4	104,4	104,4	104,3	104,3	104,3	104,2	104,2	104,2	104,1	104,1
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2758,7	2761,2	2763,8	2766,2	2768,6	2771,0	2773,4	2775,6	2777,9	2780,1	2782,2	2784,4	2786,4	2788,5	2790,5	2792,4	2794,4	2796,2

продолжение таблицы 8.13

№ п/п	Показатели	Годы																
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	17,3	17,0	16,7	16,3	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8	14,6	14,3	14,0	13,7	13,5	13,2	13,0	12,7
2	В том числе из: переходящих скважин	17,3	17,0	16,7	16,3	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8	14,6	14,3	14,0	13,7	13,5	13,2	13,0	12,7
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	17,6	17,3	17,0	16,7	16,3	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8	14,6	14,3	14,0	13,7	13,5	13,2	13,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	17,3	17,0	16,7	16,3	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8	14,6	14,3	14,0	13,7	13,5	13,2	13,0	12,7
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	23	23	23	23	23
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	6	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3
17	Средний дебит действующих скв. по жидкости, т/сут	119,5	118,9	118,3	117,7	117,2	116,5	115,8	115,1	114,4	113,7	113,0	113,3	112,6	111,9	111,3	110,6	109,9
18	Средняя обводненность продукции, %	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	186,6	185,6	184,7	158,8	158,0	157,2	156,2	139,7	138,9	138,0	137,2	136,4	135,5	134,7	111,6	110,9	110,2
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1420,7	1413,6	1406,5	1399,5	1392,5	1385,5	1377,2	1368,9	1360,7	1352,6	1344,5	1336,4	1328,4	1320,4	1312,5	1304,6	1296,8
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	154507	155921	157328	158727	160120	161505	162882	164251	165612	166965	168309	169645	170974	172294	173607	174911	176208
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	19673,3	19690,3	19706,9	19723,2	19739,3	19755,0	19770,4	19785,6	19800,4	19815,0	19829,2	19843,3	19857,0	19870,5	19883,7	19896,7	19909,4
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,569	0,569	0,570	0,570	0,571	0,571	0,572	0,572	0,573	0,573	0,574	0,574	0,574	0,575	0,575	0,575	0,576
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,3	96,4	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,8	96,9	97,0	97,0	97,1	97,2	97,2	97,3	97,4	97,4
26	Темп отбора от начальных извлек. запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1430,0	1422,7	1415,4	1408,2	1401,1	1394,0	1385,5	1377,1	1368,7	1360,4	1352,1	1343,9	1335,7	1327,6	1319,6	1311,6	1303,6
29	Закачка рабочего агента с нач.разработки, тыс. $м^3$	160776,3	162199	163614,5	165022,7	166423,8	167817,8	169203,2	170580,3	171949,0	173309,4	174661,5	176005,4	177341,1	178669	179988,3	181300	182603,5
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	104,1	104,0	104,0	104,0	103,9	103,9	103,9	103,9	103,8	103,8	103,8	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,6
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
33	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.$м^3$	2798,1	2799,9	2801,7	2803,4	2805,2	2806,8	2808,5	2810,1	2811,7	2813,3	2814,8	2816,3	2817,8	2819,2	2820,6	2822,0	2823,4

продолжение таблицы 8.13

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	12,5	12,3	12,0	11,8	11,6	11,3	11,1	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7	9,5	9,4	9,2	9,1
2	В том числе из: переходящих скважин	12,5	12,3	12,0	11,8	11,6	11,3	11,1	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7	9,5	9,4	9,2	9,1
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	12,7	12,5	12,3	12,0	11,8	11,6	11,3	11,1	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7	9,5	9,4	9,2
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	12,5	12,3	12,0	11,8	11,6	11,3	11,1	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7	9,5	9,4	9,2	9,1
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,5	-1,5
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	109,3	108,6	108,0	107,3	106,7	106,0	105,4	104,8	104,1	103,5	102,9	102,3	101,7	101,1	100,5	99,9	99,3	98,7
18	Средняя обводненность продукции, %	99,0	99,0	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	109,6	108,9	108,2	107,6	106,9	106,3	105,6	105,0	104,4	103,7	103,1	102,5	101,9	101,2	100,6	100,0	99,4	98,8
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1289,0	1281,3	1273,6	1265,9	1258,3	1250,8	1243,3	1235,8	1228,4	1221,0	1213,7	1206,4	1199,2	1192,0	1184,8	1177,7	1170,7	1163,6
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	177497	178778	180052	181318	182576	183827	185070	186306	187534	188755	189969	191176	192375	193567	194752	195929	197100	198264
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	19921,9	19934,2	19946,2	19958,0	19969,5	19980,9	19992,0	20002,9	20013,7	20024,2	20034,5	20044,6	20054,5	20064,2	20073,8	20083,2	20092,4	20101,5
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,576	0,577	0,577	0,577	0,578	0,578	0,578	0,579	0,579	0,579	0,579	0,580	0,580	0,580	0,581	0,581	0,581	0,581
25	Отбор от утв. извлекаемых запасов, %	97,5	97,6	97,6	97,7	97,7	97,8	97,8	97,9	97,9	98,0	98,0	98,1	98,1	98,2	98,2	98,3	98,3	98,4
26	Темп отбора от НИЗ, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Темп отбора от ТИЗ, %	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1295,7	1287,8	1280,0	1272,3	1264,5	1256,9	1249,2	1241,7	1234,2	1226,7	1219,2	1211,9	1204,5	1197,2	1190,0	1182,8	1175,6	1168,5
29	Закачка раб.агента с начала разработки, тыс. $м^3$	183899	185187	186467	187739	189003	190261	191510	192752	193986	195213	196432	197644	198848	200045	201235	202418	203594	204762
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	103,6	103,6	103,6	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,3	103,3	103,3	103,3	103,3
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2824,7	2826,0	2827,3	2828,6	2829,8	2831,0	2832,2	2833,4	2834,5	2835,6	2836,8	2837,8	2838,9	2839,9	2841,0	2842,0	2842,9	2843,9

продолжение таблицы 8.13

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2
2	В том числе из: переходящих скважин	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	9,1	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,4	7,3
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
13	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	98,1	97,5	96,9	96,3	95,7	95,2	94,6	94,0	93,5	92,9	92,3	91,8	91,2	90,7	90,1	89,6	89,1	88,5
18	Средняя обводненность продукции, %	99,2	99,2	99,2	99,2	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
20	Средняя приемистость нагнетательных скв. $м^3$/сут	98,2	97,6	97,0	96,4	95,9	95,3	94,7	94,1	93,6	93,0	92,5	91,9	91,3	90,8	90,2	89,7	89,2	88,6
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1156,7	1149,7	1142,8	1136,0	1129,1	1122,4	1115,6	1108,9	1102,3	1095,7	1089,1	1082,6	1076,1	1069,6	1063,2	1056,8	1050,5	1044,2
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	199420	200570	201713	202849	203978	205100	206216	207325	208427	209523	210612	211695	212771	213840	214903	215960	217011	218055
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	20110,4	20119,2	20127,9	20136,5	20144,9	20153,3	20161,5	20169,7	20177,7	20185,7	20193,6	20201,3	20209,0	20216,6	20224,1	20231,5	20238,8	20246,0
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,582	0,582	0,582	0,582	0,583	0,583	0,583	0,583	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,585	0,585	0,585	0,585	0,586
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,4	98,5	98,5	98,5	98,6	98,6	98,7	98,7	98,7	98,8	98,8	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0	99,1
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1161,5	1154,4	1147,5	1140,6	1133,7	1126,9	1120,1	1113,3	1106,6	1099,9	1093,3	1086,7	1080,2	1073,7	1067,2	1060,8	1054,4	1048,1
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	205924	207078	208225,5	209366,0	210499,7	211626,6	212746,6	213860,0	214966,6	216066,5	217159,8	218246,6	219327	220401	221468	222528,4	223583	224631
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	103,3	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1	103,0	103,0	103,0
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2844,9	2845,8	2846,7	2847,7	2848,6	2849,5	2850,3	2851,2	2852,1	2852,9	2853,8	2854,6	2855,4	2856,2	2857,0	2857,8	2858,6	2859,4

продолжение таблицы 8.13

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	6,8	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4	6,3	6,3	6,2	6,1	6,0	6,0	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5
2	В том числе из: переходящих скважин	6,8	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4	6,3	6,3	6,2	6,1	6,0	6,0	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	6,9	6,8	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4	6,3	6,3	6,2	6,1	6,0	6,0	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	6,8	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4	6,3	6,3	6,2	6,1	6,0	6,0	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	85,9	85,4	84,9	84,4	83,9	83,4	82,9	82,4	81,9	81,4	80,9	80,4	79,9	79,4	79,0	78,5	78,0	77,6
18	Средняя обводненность продукции, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4	99,4
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	86,0	85,5	85,0	84,4	83,9	83,4	82,9	82,4	81,9	81,4	80,9	80,5	80,0	79,5	79,0	78,5	78,1	77,6
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1013,2	1007,1	1001,1	995,1	989,1	983,2	977,3	971,4	965,6	959,8	954,0	948,3	942,6	937,0	931,4	925,8	920,2	914,7
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	223183	224190	225191	226186	227175	228158	229136	230107	231073	232032	232986	233935	234877	235814	236746	237672	238592	239506
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	20280,9	20287,6	20294,2	20300,8	20307,3	20313,7	20320,0	20326,2	20332,4	20338,5	20344,5	20350,5	20356,4	20362,2	20367,9	20373,6	20379,2	20384,8
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,589	0,589	0,589	0,589	0,589	0,589	0,590
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,8
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,3	4,4	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	6,0	6,3	6,7	7,0	7,5	8,0	8,6	9,3	10,1
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	1016,9	1010,7	1004,7	998,6	992,6	986,6	980,7	974,8	968,9	963,1	957,3	951,5	945,8	940,1	934,4	928,8	923,2	917,7
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	229777,2	230788,0	231792,7	232791,3	233784	234771	235752	236726	237695	238658	239615	240567	241513	242453	243387	244316	245239	246157
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	103,0	102,9	102,9	102,9	102,9	102,9	102,9	102,9	102,9	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2863,1	2863,8	2864,5	2865,2	2865,9	2866,6	2867,3	2868,0	2868,6	2869,3	2869,9	2870,6	2871,2	2871,8	2872,4	2873,0	2873,6	2874,2

продолжение таблицы 8.13

№ п/п	Показатели	Годы										
		2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	5,4	5,3	5,1	5,0	4,7	4,5	4,3	4,0	3,8	3,6	3,4
2	В том числе из: переходящих скважин	5,4	5,3	5,1	5,0	4,7	4,5	4,3	4,0	3,8	3,6	3,4
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	5,5	5,4	5,3	5,1	5,0	4,7	4,5	4,3	4,0	3,8	3,6
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	5,4	5,3	5,1	5,0	4,7	4,5	4,3	4,0	3,8	3,6	3,4
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,3	-5,3	-5,3
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	77,1	76,6	76,2	75,7	75,3	74,8	74,4	73,9	73,5	73,0	0,0
18	Средняя обводненность продукции, %	99,4	99,4	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	77,1	76,7	76,2	75,7	75,3	74,8	74,3	73,9	73,4	73,0	72,5
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	909,2	903,7	898,3	892,9	887,6	882,3	877,0	871,7	866,5	861,3	856,1
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	240416	241319	242218	243111	243998	244880	245757	246629	247496	248357	249213
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	20390,2	20395,4	20400,6	20405,6	20410,3	20414,8	20419,1	20423,1	20426,9	20430,6	20434,0
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,591	0,591	0,591	0,591	0,591
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,0	12,0	13,3	15,0	16,7	19,0	22,2	27,1	35,2	51,4	100,0
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	912,1	906,6	901,1	895,6	890,1	884,7	879,2	873,9	868,5	863,2	857,9
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	247068,9	247975,4	248876,5	249772,1	250662,3	251546,9	252426,2	253300,0	254167	255032	255889,7
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	102,8	102,8	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2874,8	2875,4	2875,9	2876,5	2877,0	2877,4	2877,9	2878,3	2878,7	2879,1	2879,5

Таблица 8.14 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект III. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	4,2	4,2	3,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
2	В том числе из: переходящих скважин	4,2	4,2	3,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	4	4,2	4,2	3,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	4,2	4,2	3,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	0,0	-0,4	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,9	-1,1	-9,0	-19,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	118,0	123,0	170,0	150,0	175,9	175,8	175,6	175,5	175,3	175,2	175,1	174,9	136,3	136,2	136,1	136,0	135,9	135,8	135,7
18	Средняя обводненность продукции, %	96,6	96,8	96,8	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	4,0	4,8	5,5	4,5	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9
20	Средняя приемистость нагнет. скважин, $м^3$/сут	327,0	219,9	178,9	194,8	268,1	267,9	267,6	267,4	267,2	267,0	266,8	266,6	266,4	266,2	266,0	265,8	265,5	265,3	265,1
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	122,7	128,0	117,9	104,0	103,9	103,8	103,8	103,7	103,6	103,5	103,4	103,4	103,3	103,2	103,1	103,0	103,0	102,9	102,8
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	13115	13243	13360	13464	13568	13672	13776	13880	13983	14087	14190	14294	14397	14500	14603	14706	14809	14912	15015
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	4667,5	4671,7	4675,5	4678,5	4681,6	4684,6	4687,7	4690,7	4693,8	4696,8	4699,9	4702,9	4705,9	4709,0	4712,0	4715,0	4718,0	4721,0	4724,0
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,453	0,453	0,454	0,454	0,454	0,454	0,455	0,455	0,455	0,456	0,456	0,456	0,457	0,457	0,457	0,457	0,458	0,458	0,458
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,6	92,7	92,8	92,8	92,9	93,0	93,0	93,1	93,1	93,2	93,3	93,3	93,4	93,5	93,5	93,6	93,6	93,7	93,7
26	Темп отбора от нач. извлекаемых запасов, %	0,08	0,08	0,08	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,1	1,1	1,0	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	263,0	241,0	196,0	160,0	105,7	105,6	105,5	105,4	105,3	105,3	105,2	105,1	105,0	104,9	104,8	104,8	104,7	104,6	104,5
29	Закачка рабочего агента с нач. разработки, тыс. $м^3$	29888,1	30129,1	30325,1	30485,1	30590,8	30696,4	30802	30907,3	31013	31118	31223,1	31328,2	31433,2	31538,1	31643	31748	31853	31957	32062
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	206,4	181,8	160,7	149,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	227,9	227,5	227,0	226,4	225,5	224,5	223,6	222,7	221,8	220,9	220,0	219,2	218,3	217,5	216,7	215,9	215,1	214,3	213,5
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,5	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	687,6	688,2	688,7	689,1	689,5	689,9	690,3	690,7	691,2	691,6	692,0	692,4	692,8	693,2	693,6	694,0	694,4	694,8	695,2

продолжение таблицы 8.14

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
2	В том числе из: переходящих скважин	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	135,6	135,5	135,4	135,3	135,2	135,1	135,0	103,7	103,7	103,6	103,5	103,4	103,3	103,3	103,2	103,1	103,1	103,0	102,9
18	Средняя обводненность продукции, %	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,9	2,8	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3
20	Средняя приемистость нагнетательных скв., $м^3$/сут	264,9	264,7	264,5	264,3	264,1	263,9	263,7	263,5	263,3	263,1	262,9	262,6	262,4	262,2	262,1	261,9	261,8	261,6	261,4
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	102,7	102,6	102,5	102,5	102,4	102,3	102,2	102,2	102,1	102,0	101,9	101,8	101,8	101,7	101,6	101,6	101,5	101,4	101,4
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	15117	15220	15323	15425	15527	15630	15732	15834	15936	16038	16140	16242	16344	16445	16547	16649	16750	16851	16953
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	4727,0	4730,0	4733,0	4736,0	4739,0	4742,0	4745,0	4748,0	4751,0	4754,0	4756,9	4759,9	4762,9	4765,8	4768,8	4771,8	4774,7	4777,7	4780,6
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,459	0,459	0,459	0,459	0,460	0,460	0,460	0,461	0,461	0,461	0,461	0,462	0,462	0,462	0,463	0,463	0,463	0,463	0,464
25	Отбор от утв. извлекаемых запасов, %	93,8	93,9	93,9	94,0	94,0	94,1	94,2	94,2	94,3	94,3	94,4	94,5	94,5	94,6	94,6	94,7	94,8	94,8	94,9
26	Темп отбора от НИЗ, %	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
27	Темп отбора от ТИЗ, %	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	104,4	104,3	104,3	104,2	104,1	104,0	103,9	103,9	103,8	103,7	103,6	103,5	103,5	103,4	103,3	103,2	103,2	103,1	103,1
29	Закачка раб. агента с начала разработки, тыс. $м^3$	32165,9	32270,3	32374,5	32478,7	32582,8	32686,9	32790,8	32894,7	32998,4	33102,1	33205,7	33309,3	33412,7	33516,1	33619,4	33722,7	33825,8	33929,0	34032,0
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	212,8	212,0	211,3	210,6	209,8	209,1	208,4	207,7	207,1	206,4	205,7	205,1	204,4	203,8	203,2	202,6	201,9	201,3	200,7
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	695,7	696,1	696,5	696,9	697,3	697,7	698,1	698,5	698,9	699,3	699,7	700,1	700,5	700,9	701,3	701,7	702,1	702,5	702,9

продолжение таблицы 8.14

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
2	В том числе из: переходящих скважин	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	102,9	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,5	102,5
18	Средняя обводненность продукции, %	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	261,3	261,2	261,2	261,1	261,1	261,0	260,9	260,9	260,8	260,8	260,7	260,7	260,6	260,6	260,5	260,4	260,4	260,3	260,3
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	101,3	101,3	101,3	101,2	101,2	101,2	101,2	101,2	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	100,9
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	17054	17155	17257	17358	17459	17560	17662	17763	17864	17965	18066	18167	18268	18369	18470	18571	18672	18773	18874
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	4783,6	4786,5	4789,5	4792,4	4795,3	4798,3	4801,2	4804,1	4807,1	4810,0	4812,9	4815,8	4818,7	4821,7	4824,6	4827,5	4830,4	4833,3	4836,2
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,464	0,464	0,465	0,465	0,465	0,465	0,466	0,466	0,466	0,467	0,467	0,467	0,467	0,468	0,468	0,468	0,469	0,469	0,469
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,9	95,0	95,0	95,1	95,2	95,2	95,3	95,3	95,4	95,5	95,5	95,6	95,6	95,7	95,7	95,8	95,9	95,9	96,0
26	Темп отбора от НИЗ, %	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
27	Темп отбора от ТИЗ, %	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	103,0	103,0	103,0	102,9	102,9	102,9	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,7	102,7	102,7	102,7	102,6	102,6	102,6
29	Закачка раб. агента с начала разработки, тыс. $м^3$	34135,0	34238,0	34341,0	34443,9	34546,8	34649,7	34753	34855,4	34958	35061	35164	35266,5	35369	35472	35574,7	35677,3	35780	35883	35985
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	200,2	199,6	199,0	198,4	197,9	197,3	196,8	196,2	195,7	195,2	194,6	194,1	193,6	193,1	192,6	192,1	191,6	191,1	190,7
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	703,3	703,7	704,1	704,5	704,9	705,3	705,7	706,1	706,5	706,9	707,3	707,7	708,1	708,4	708,8	709,2	709,6	710,0	710,4

продолжение таблицы 8.14

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8
2	В том числе из: переходящих скважин	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	102,5	102,5	102,5	102,4	102,4	102,4	102,4	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,2	102,2	102,2	102,2	102,2	102,1	102,1
18	Средняя обводненность продукции, %	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
20	Средняя приемистость нагнетательных скв., $м^3$/сут	260,2	260,2	260,1	260,1	260,0	259,9	259,9	259,8	259,8	259,7	259,7	259,6	259,6	259,5	259,5	259,4	259,3	259,3	259,2
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	100,9	100,9	100,9	100,9	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	18975	19076	19177	19278	19379	19479	19580	19681	19782	19883	19983	20084	20185	20285	20386	20487	20587	20688	20788
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	4839,1	4841,9	4844,8	4847,7	4850,6	4853,5	4856,4	4859,2	4862,1	4865,0	4867,8	4870,7	4873,6	4876,4	4879,3	4882,1	4885,0	4887,8	4890,7
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,469	0,470	0,470	0,470	0,471	0,471	0,471	0,471	0,472	0,472	0,472	0,473	0,473	0,473	0,473	0,474	0,474	0,474	0,474
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,0	96,1	96,1	96,2	96,3	96,3	96,4	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,7	96,8	96,8	96,9	96,9	97,0	97,1
26	Темп отбора от НИЗ, %	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
27	Темп отбора от ТИЗ, %	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	102,6	102,6	102,5	102,5	102,5	102,5	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,2	102,2	102,2
29	Закачка рабочего агента с нач. разработки, тыс. $м^3$	36087,8	36190,4	36292,9	36395,4	36497,9	36601	36703	36805,3	36908	37010	37112,4	37214,8	37317,1	37419,4	37522	37624	37726	37828	37931
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	190,2	189,7	189,3	188,8	188,3	187,9	187,4	187,0	186,6	186,1	185,7	185,3	184,9	184,5	184,1	183,7	183,3	182,9	182,5
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
33	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.$м^3$	710,8	711,2	711,6	712,0	712,4	712,8	713,1	713,5	713,9	714,3	714,7	715,1	715,5	715,9	716,2	716,6	717,0	717,4	717,8

продолжение таблицы 8.14

№ п/п	Показатели	Годы																
		2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7
2	В том числе из: переходящих скважин	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	102,1	102,1	102,1	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9
18	Средняя обводненность продукции, %	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	259,2	259,1	259,1	259,0	259,0	258,9	258,8	258,8	258,7	258,7	258,7	258,6	258,6	258,5	258,5	258,4	258,4
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	100,5	100,5	100,5	100,5	100,5	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	20889	20989	21090	21190	21291	21391	21492	21592	21692	21793	21893	21994	22094	22194	22295	22395	22495
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	4893,5	4896,3	4899,2	4902,0	4904,8	4907,6	4910,5	4913,3	4916,1	4918,8	4921,6	4924,4	4927,1	4929,9	4932,6	4935,4	4938,1
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,475	0,475	0,475	0,476	0,476	0,476	0,476	0,477	0,477	0,477	0,477	0,478	0,478	0,478	0,479	0,479	0,479
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,1	97,2	97,2	97,3	97,3	97,4	97,4	97,5	97,6	97,6	97,7	97,7	97,8	97,8	97,9	97,9	98,0
26	Темп отбора от НИЗ, %	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
27	Темп отбора от ТИЗ, %	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	102,2	102,1	102,1	102,1	102,1	102,1	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9
29	Закачка рабочего агента с нач. разработки, тыс. $м^3$	38032,7	38134,8	38237,0	38339,1	38441,1	38543,2	38645,2	38747,3	38849,2	38952	39053,2	39155	39257	39359	39461	39565	39665
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	182,1	181,7	181,3	180,9	180,6	180,2	179,8	179,5	179,1	178,7	178,4	178,0	177,7	177,3	177,0	176,7	176,3
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	718,2	718,5	718,9	719,3	719,7	720,1	720,5	720,8	721,2	721,6	722,0	722,3	722,7	723,1	723,5	723,8	724,2

продолжение таблицы 8.14

№ п/п	Показатели	Годы																
		2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
2	В том числе из: переходящих скважин	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,3	-0,4	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7
18	Средняя обводненность продукции, %	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
20	Средняя приемистость нагнетательных скв., $м^3$/сут	258,3	258,3	258,3	258,2	258,2	258,2	258,1	258,1	258,0	258,0	258,0	257,9	257,9	257,9	257,8	257,8	257,8
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	100,3	100,3	100,3	100,3	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,1	100,1	100,1	100,1
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	22595	22696	22796	22896	22997	23097	23197	23297	23397	23498	23598	23698	23798	23898	23998	24098	24199
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	4940,8	4943,5	4946,2	4948,9	4951,5	4954,2	4956,9	4959,5	4962,2	4964,9	4967,5	4971	4972,8	4975,4	4978	4981	4983,3
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,479	0,480	0,480	0,480	0,480	0,481	0,481	0,481	0,481	0,482	0,482	0,482	0,482	0,483	0,483	0,483	0,483
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,1	98,1	98,2	98,2	98,3	98,3	98,4	98,4	98,5	98,5	98,6	98,6	98,7	98,7	98,8	98,8	98,9
26	Темп отбора от НИЗ, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
27	Темп отбора от ТИЗ, %	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,5
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,6	101,6	101,6
29	Закачка рабочего агента с нач. разработки, тыс. $м^3$	39766,4	39868	39971	40072	40174	40275,4	40377	40479	40581	40682,3	40784	40885,7	40987,3	41089	41191	41293	41394
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	176,0	175,7	175,3	175,0	174,7	174,4	174,1	173,8	173,4	173,1	172,8	172,5	172,2	171,9	171,6	171,3	171,1
32	Добыча нефтяного газа, $млн.м^3$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, $млн.м^3$	724,6	724,9	725,3	725,6	726,0	726,4	726,7	727,1	727,4	727,8	728,2	728,5	728,9	729,2	729,6	729,9	730,3

продолжение таблицы 8.14

№ п/п	Показатели	Годы														
		2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5
2	В том числе из: переходящих скважин	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-1,1	-1,1
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	101,7	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
18	Средняя обводненность продукции, %	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,5	97,5
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	257,7	257,7	257,7	257,6	257,6	257,6	257,5	257,5	257,5	257,4	257,4	257,4	257,3	257,3	257,2
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	100,1	100,1	100,1	100,1	100,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	24299	24399	24499	24599	24699	24799	24899	24999	25099	25199	25299	25399	25499	25599	25699
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	4985,9	4988,5	4991,2	4993,8	4996,4	4999,0	5001,6	5004,2	5006,7	5009,3	5011,9	5014,5	5017,1	5019,6	5022,1
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,484	0,484	0,484	0,484	0,485	0,485	0,485	0,485	0,486	0,486	0,486	0,486	0,487	0,487	0,487
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,9	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,5	99,5	99,6	99,6	99,7
26	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
27	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,7	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1	6,5	6,9	7,4	8,0	8,7	9,5	10,5	11,6	13,0
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	101,6	101,6	101,6	101,6	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,4	101,4	101,4
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	41495,5	41597,1	41698,6	41800,2	41901,7	42003,3	42104,8	42206,3	42307,8	42409,3	42510,7	42612,2	42713,6	42815,0	42916,4
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	170,8	170,5	170,2	169,9	169,6	169,4	169,1	168,8	168,6	168,3	168,0	167,8	167,5	167,3	167,0
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	730,7	731,0	731,4	731,7	732,1	732,4	732,8	733,1	733,5	733,8	734,2	734,5	734,9	735,2	735,5

продолжение таблицы 8.14

№ п/п	Показатели	Годы						
		2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3
2	В том числе из: переходящих скважин	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
5	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3
6	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-0,9	-0,8	-0,8
8	Ввод переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0
9	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0
10	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0
12	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
13	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	2	2	2	2	2
14	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4
16	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	101,5	101,5	101,5	101,5	101,4	101,4	101,4
18	Средняя обводненность продукции, %	97,5	97,5	97,6	97,6	97,6	97,6	97,7
19	Средний дебит скважин по нефти, т/сут	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
20	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	257,1	257,1	257,0	256,9	256,9	256,8	256,8
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
22	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	25799	25899	25999	26099	26198	26298	26398
23	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	5024,6	5027,1	5029,5	5031,9	5034,3	5036,7	5039,0
24	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,487	0,488	0,488	0,488	0,488	0,489	0,489
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,7	99,8	99,8	99,9	99,9	100,0	100,0
26	Темп отбора от НИЗ, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
27	Темп отбора от ТИЗ, %	14,7	17,1	20,4	25,3	33,6	50,2	100,0
28	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$	101,4	101,3	101,3	101,3	101,3	101,2	101,2
29	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. $м^3$	43017,8	43119,1	43220,4	43321,7	43423,0	43524,2	43625,4
30	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
31	с начала разработки, %	166,7	166,5	166,2	166,0	165,7	165,5	165,3
32	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
33	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	735,9	736,2	736,5	736,9	737,2	737,5	737,8

Таблица 8.15 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект IV. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы																			
		2024	2042	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	Добыча нефти, тыс. т	12,1	6,6	12,9	11,7	10,8	10,5	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,6	8,3	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8	6,6
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	9,6	6,6	12,9	11,7	10,8	10,5	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,6	8,3	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8	6,6
3	новых скважин, тыс.т.	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом, тыс.т.	12,1	6,6	12,9	11,7	10,8	10,5	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,6	8,3	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8	6,6
5	Ввод из бурения, шт	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод скв., с др.категории, шт	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	3,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	1750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0,0	85430,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	273,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	13,4	6,8	9,6	12,9	11,7	10,8	10,5	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,6	8,3	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	13,4	6,8	282,6	12,9	11,7	10,8	10,5	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,6	8,3	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	9,6	6,6	12,9	11,7	10,8	10,5	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,6	8,3	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8	6,6
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-3,8	-0,2	-269,7	-1,2	-1,0	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-28,5	-3,3	-95,4	-9,0	-8,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,3	-3,3	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,1	-3,5	-3,4	-3,4	-3,3
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	3,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	9	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	101,3	48,9	81,1	94,5	87,1	82,3	78,7	75,4	72,2	69,1	66,2	63,5	60,8	58,4	56,0	53,7	51,6	49,5	49,2	48,9
28	переходящих скважин по жидкости, т/сут	158,4	48,9	81,1	94,5	87,1	82,3	78,7	75,4	72,2	69,1	66,2	63,5	60,8	58,4	56,0	53,7	51,6	49,5	49,2	48,9
29	новых скважин по жидкости, т/сут	5,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	95,5	94,9	94,7	95,3	95,3	95,2	95,2	95,1	95,0	95,0	94,9	94,9	94,9	94,8	94,8	94,7	94,7	94,6	94,8	94,9
31	переходящих скважин, %	96,4	94,9	94,7	95,3	95,3	95,2	95,2	95,1	95,0	95,0	94,9	94,9	94,9	94,8	94,8	94,7	94,7	94,6	94,8	94,9
32	новых скважин, %	48,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	4,5	2,5	4,3	4,5	4,1	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7	2,7	2,6	2,5
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	236,4	28,3	107,0	66,5	46,8	31,5	31,3	31,0	30,8	30,5	30,3	30,0	29,8	29,6	29,4	29,2	28,9	28,7	28,5	28,3
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	270,8	130,2	245,3	248,6	228,9	219,0	209,6	200,6	192,0	183,9	176,2	168,9	161,9	155,3	149,0	143,0	137,3	131,9	131,0	130,2
37	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	266,0	130,2	245,3	248,6	228,9	219,0	209,6	200,6	192,0	183,9	176,2	168,9	161,9	155,3	149,0	143,0	137,3	131,9	131,0	130,2
38	из новых, тыс.т.	4,85	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	3790,2	7002,9	4035,5	42841	4513,1	4732,1	4942	5142	5334	5518	5695	5863	6025	6181	6330	6473	6610	6742	6873	7002,9
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	761,4	923,0	774,3	786,0	796,8	807,3	817,4	827,2	836,7	845,9	854,8	863,4	871,8	879,8	887,6	895,2	902,5	909,6	916,4	923,0
41	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,184	0,223	0,187	0,190	0,192	0,195	0,197	0,200	0,202	0,204	0,206	0,208	0,210	0,212	0,214	0,216	0,218	0,219	0,221	0,223
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	72,0	71,3	73,2	60,7	61,6	62,4	63,2	63,9	64,7	65,4	66,1	66,7	67,4	68,0	68,6	69,2	69,7	70,3	70,8	71,3
43	Темп отбора от НИЗ, %	1,1	0,5	1,2	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
44	Темп отбора от ТИЗ, %	4,0	4,7	4,4	4,1	4,0	4,0	4,0	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,5	4,6	4,7
45	Закачка рабочего агента, тыс. м3	91,0	0,0	64,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	327,8	0,0	392,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	33,4	0,0	25,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Добыча нефтяного газа, млн.м3	2,32	1,12	2,56	2,27	1,99	1,90	1,83	1,77	1,71	1,64	1,58	1,52	1,47	1,41	1,36	1,32	1,26	1,21	1,17	1,12
49	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	158,3	187,39	160,9	163,2	165,2	167,1	168,8	170,6	172,3	174	175,6	177,1	178,5	180	181,3	182,6	183,9	185,1	186,3	187,39

продолжение таблицы 8.15

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
1	Добыча нефти, тыс. т	6,4	6,2	6,0	5,8	5,6	5,4	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	6,4	6,2	6,0	5,8	5,6	5,4	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,46	4,34	4,23	4,12	4,01	3,91
3	новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом, тыс.т.	6,4	6,2	6,0	5,8	5,6	5,4	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетное время работы нов. скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Расчетная добыча нефти из нов.скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	6,6	6,4	6,2	6,0	5,8	5,6	5,4	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	6,6	6,4	6,2	6,0	5,8	5,6	5,4	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	6,4	6,2	6,0	5,8	5,6	5,4	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,3	-3,2	-3,2	-3,1	-3,1	-3,0	-2,9	-2,9	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	48,6	48,2	47,8	47,4	47,0	46,9	46,9	46,8	46,8	46,7	46,6	46,6	46,5	46,4	46,4	46,3	46,2	46,1
28	переходящих скважин по жидкости, т/сут	48,6	48,2	47,8	47,4	47,0	46,9	46,9	46,8	46,8	46,7	46,6	46,6	46,5	46,4	46,4	46,3	46,2	46,1
29	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	95,1	95,2	95,3	95,4	95,5	95,6	95,8	95,9	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,5	96,6	96,7	96,7	96,8
31	переходящих скважин, %	95,1	95,2	95,3	95,4	95,5	95,6	95,8	95,9	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,5	96,6	96,7	96,7	96,8
32	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	28,1	27,9	27,7	27,6	27,4	27,2	27,0	26,9	26,7	26,6	26,4	26,2	26,1	26,0	25,8	25,7	25,5	25,4
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	129,4	128,3	127,2	126,1	125,1	124,9	124,8	124,7	124,5	124,3	124,1	124,0	123,8	123,6	123,4	123,2	123,0	122,8
37	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	129,4	128,3	127,2	126,1	125,1	124,9	124,8	124,7	124,5	124,3	124,1	124,0	123,8	123,6	123,4	123,2	123,0	122,8
38	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	7132,2	7260,5	7387,7	7513,9	7638,9	7763,8	7888,6	8013,3	8137,8	8262,2	8386,3	8510,3	8634,0	8757,6	8881,0	9004,1	9127,1	9249,9
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	929,4	935,5	941,5	947,3	952,9	958,4	963,6	968,8	973,8	978,6	983,3	987,9	992,4	996,7	1000,9	1005,1	1009,1	1013,0
41	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,224	0,226	0,227	0,228	0,230	0,231	0,232	0,234	0,235	0,236	0,237	0,238	0,239	0,240	0,241	0,242	0,243	0,244
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	71,8	72,3	72,8	73,2	73,6	74,1	74,5	74,9	75,3	75,6	76,0	76,3	76,7	77,0	77,4	77,7	78,0	78,3
43	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
44	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,2	6,4	6,6	6,9	7,2	7,6	8,0
45	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1,08	1,04	1,00	0,96	0,93	0,89	0,86	0,83	0,81	0,78	0,75	0,73	0,70	0,68	0,66	0,64	0,62	0,60
49	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	188,47	189,51	190,51	191,47	192,40	193,29	194,15	194,99	195,79	196,57	197,32	198,05	198,76	199,44	200,10	200,74	201,35	201,9

продолжение таблицы 8.15

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078
1	2	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
1	Добыча нефти,тыс. т	3,8	3,7	3,6	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	3,81	3,71	3,62	1,76	1,69	1,63	1,58	1,52	1,47	1,42	1,38	1,33	1,29	1,24	1,20	1,16	1,12	1,08
3	новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом, тыс.т.	3,8	3,7	3,6	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетное время работы нов.скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0
13	Расчетная добыча нефти из нов.скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	3,9	3,8	3,7	3,6	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	0	0
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	3,9	3,8	3,7	3,6	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	3,8	3,7	3,6	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,1	-1,9	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	1,1
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,5	-2,5	-2,4	-51,4	-3,8	-3,7	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,6	0,0	0,0
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,6	-3,6
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	9	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	0
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	8	8	8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	0
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	46,1	46,0	45,9	24,0	23,9	23,8	23,7	23,6	23,5	23,4	23,3	23,2	23,2	23,1	23,0	22,9	4	4
28	переходящих скважин по жидкости, т/сут	46,1	46,0	45,9	24,0	23,9	23,8	23,7	23,6	23,5	23,4	23,3	23,2	23,2	23,1	23,0	22,9	22,8	22,8
29	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22,8	22,8
30	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	96,9	97,0	97,0	93,8	94,0	94,2	94,4	94,5	94,7	94,9	95,0	95,2	95,3	95,4	95,6	95,7	0	0
31	переходящих скважин, %	96,9	97,0	97,0	93,8	94,0	94,2	94,4	94,5	94,7	94,9	95,0	95,2	95,3	95,4	95,6	95,7	95,9	96,0
32	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95,9	96,0
33	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	0,0	0,0
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	25,2	25,1	25,0	24,9	24,7	24,6	24,5	24,4	24,2	24,1	24,0	23,9	23,8	23,7	23,6	23,5	0,0	0,0
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	122,6	122,4	122,2	28,4	28,3	28,1	28,0	27,9	27,8	27,7	27,6	27,5	27,4	27,3	27,2	27,1	23,4	23,3
37	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	122,6	122,4	122,2	28,4	28,3	28,1	28,0	27,9	27,8	27,7	27,6	27,5	27,4	27,3	27,2	27,1	27,0	26,9
38	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,0	26,9
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	9372,5	9495,0	9617,2	9645,6	9673,8	9701,9	9730,0	9757,9	9785,7	9813,4	9841,0	9868,5	9895,8	9923,1	9950,3	9977,4	0,0	0,0
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1016,8	1020,5	1024,1	1025,9	1027,6	1029,2	1030,8	1032,3	1033,8	1035,2	1036,6	1037,9	1039,2	1040,4	1041,6	1042,8	10004,5	10031,4
41	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,245	0,246	0,247	0,247	0,248	0,248	0,249	0,249	0,249	0,250	0,250	0,250	0,251	0,251	0,251	0,251	1043,9	1045,0
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	78,6	78,9	79,1	79,3	79,4	79,5	79,7	79,8	79,9	80,0	80,1	80,2	80,3	80,4	80,5	80,6	0,252	0,252
43	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	80,7	80,8
44	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,5	9,0	9,7	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,2	0,1	0,1
45	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	7,8
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,58	0,56	0,54	0,38	0,36	0,35	0,34	0,33	0,32	0,31	0,30	0,29	0,28	0,27	0,26	0,25	0,0	0,0
49	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	202,5	203,1	203,6	204,1	204,4	204,7	205,1	205,4	205,7	206,1	206,311	206,610	206,9	207,2	207,40	207,65	0,24	0,23

продолжение таблицы 8.15

№ п/п	Показатели	Годы															
		2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094
1	2	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74
1	Добыча нефти, тыс. т	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	1,04	1,00	0,97	0,93	0,90	0,87	0,83	0,80	0,78	0,75	0,72	0,69	0,67	0,71	0,69	0,66
3	новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом, тыс.т.	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
5	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетное время работы нов.скв.предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Расчетная добыча нефти из нов.скв. предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,7	-3,7	-3,9	6,7	-3,8	-3,9
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	22,7	22,6	22,5	22,4	22,4	22,3	22,2	22,1	22,1	22,0	21,9	21,8	21,7	21,7	21,6	21,5
28	переходящих скважин по жидкости, т/сут	22,7	22,6	22,5	22,4	22,4	22,3	22,2	22,1	22,1	22,0	21,9	21,8	21,7	21,7	21,6	21,5
29	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	96,1	96,3	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,2	97,3	97,4
31	переходящих скважин, %	96,1	96,3	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,2	97,3	97,4
32	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	23,2	23,1	23,0	22,9	22,8	22,7	22,6	22,5	22,4	22,3	22,3	22,2	22,1	22,0	21,9	21,9
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	26,8	26,7	26,6	26,5	26,4	26,4	26,3	26,2	26,1	26,0	25,9	25,8	25,7	25,6	25,5	25,5
37	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	26,8	26,7	26,6	26,5	26,4	26,4	26,3	26,2	26,1	26,0	25,9	25,8	25,7	25,6	25,5	25,5
38	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	10058,2	10085	10112	10138	10165	10191	10217	10243,3	10269,4	10295,4	10321,3	10347	10373	10398	10424	10449,4
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1046,0	1047	1048	1049	1050	1051	1052	1052,3	1053,1	1054	1054,6	1055,3	1056	1057	1057,3	1058,0
41	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,252	0,252	0,253	0,253	0,253	0,253	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254	0,255	0,255	0,255	0,255
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	80,8	80,9	81,0	81,1	81,1	81,2	81,3	81,3	81,4	81,4	81,5	81,6	81,6	81,7	81,7	81,8
43	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
44	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,1	8,5	9,0	9,5	10,1	10,9	11,8	12,8	14,2	16,0	18,3	21,6	26,5	34,7	51,0	100,0
45	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,22	0,21	0,21	0,20	0,19	0,19	0,18	0,17	0,17	0,16	0,15	0,15	0,14	0,15	0,15	0,14
49	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	208,34	208,55	208,76	208,96	209,15	209,34	209,52	209,69	209,86	210,02	210,2	210,32	210,5	210,6	210,76	210,9

Таблица 8.16 - Месторождение Кумколь. Территория АО "ПКРК". Объект IV. Юго-Восток. Обоснование проекта плана добычи нефти

№ п/п	Показатели	Годы															
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	7,43	8,74	8,40	8,08	7,78	7,48	7,20	6,92	6,64	6,37	6,11	5,87	5,63	5,40	5,19	4,95
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	4,94	8,74	8,40	8,08	7,78	7,48	7,20	6,92	6,64	6,37	6,11	5,87	5,63	5,40	5,19	4,95
3	новых скважин, тыс.т.	2,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	мехспособом, тыс.т.	7,43	8,74	8,40	8,08	7,78	7,48	7,20	6,92	6,64	6,37	6,11	5,87	5,63	5,40	5,19	4,95
5	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	4,91	4,9	8,74	8,40	8,08	7,78	7,48	7,20	6,92	6,64	6,37	6,11	5,87	5,63	5,40	5,19
6	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	7,43	8,74	8,40	8,08	7,78	7,48	7,20	6,92	6,64	6,37	6,11	5,87	5,63	5,40	5,19	4,95
7	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	2,52	3,80	-0,33	-0,32	-0,31	-0,30	-0,28	-0,27	-0,28	-0,27	-0,26	-0,25	-0,24	-0,23	-0,22	-0,23
9	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,00	7312,61	-3,82	-3,81	-3,80	-3,80	-3,79	-3,78	-4,09	-4,07	-4,06	-4,04	-4,02	-4,01	-3,99	-4,52
10	Ввод из бурения, шт	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Среднесуточный дебит новой скважины по нефти, т/сут	3,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Среднее число дней работы новой скважины, дни	260	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Средняя глубина новой скважины, м	1750	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,50	6,30	4,60	5,30	24,70	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
16	Расчетное время работы нов. скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	85431	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетная добыча нефти из нов. скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	273,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	4,91	277,9														
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	32,04	23,96	37,03	25,04	27,71	27,60	27,49	27,38	27,27	27,16	27,05	26,94	26,84	26,73	26,62	26,52
28	переходящих скважин по жидкости, т/сут	47,30	23,96	37,03	25,04	27,71	27,60	27,49	27,38	27,27	27,16	27,05	26,94	26,84	26,73	26,62	26,52
29	новых скважин по жидкости, т/сут	5,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средняя обводненность продукции действ. фонда скв., %	85,56	77,78	82,71	75,43	76,27	77,08	77,86	78,61	79,41	80,17	80,89	81,59	82,26	82,90	83,52	84,20
31	переходящих скважин, %	89,41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	новых скважин, %	48,55	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,86	6,50	11,23	5,33	6,57	6,33	6,09	5,86	5,62	5,39	5,17	4,96	4,76	4,57	4,39	4,19
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	5,57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	273,40	107,02	66,46	46,34	31,52	31,27	31,02	30,78	30,53	30,29	30,05	29,82	29,60	29,38	29,17	28,94
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	51,46	39,31	48,60	32,90	32,77	32,64	32,51	32,38	32,25	32,12	31,99	31,86	31,74	31,61	31,48	31,36
37	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	46,61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Из новых, тыс.т.	4,85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	286,72	326,04	374,64	407,54	440,31	472,95	505,46	537,84	570,09	602,21	634,20	666,06	697,80	729,41	760,89	792,25
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	81,90	90,64	99,04	107,12	114,90	122,38	129,58	136,50	143,14	149,51	155,62	161,49	167,12	172,52	177,71	182,67
41	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22	0,22	0,23	0,24
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	28,34	31,36	34,27	37,07	39,76	42,35	44,84	47,23	49,53	51,73	53,85	55,88	57,83	59,70	61,49	63,21
43	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,57	3,02	2,91	2,80	2,69	2,59	2,49	2,40	2,30	2,20	2,11	2,03	1,95	1,87	1,80	1,71
44	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,46	4,22	4,24	4,26	4,28	4,30	4,32	4,34	4,36	4,37	4,38	4,40	4,41	4,43	4,45	4,45
45	Закачка рабочего агента, тыс. м3	81,40	64,90	77,70	54,80	37,28	36,98	36,68	36,40	36,10	35,82	35,54	35,27	35,00	34,74	34,49	34,23
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	105,52	170,42	248,12	302,92	340,20	377,18	413,86	450,26	486,36	522,17	557,71	592,98	627,98	662,72	697,21	731,44
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	99,99	100,03	99,97	100,0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
48	Добыча нефтяного газа, млн.м3	2,02	2,20	1,98	1,76	1,67	1,60	1,54	1,49	1,42	1,37	1,31	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
49	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	23,70	25,90	27,88	29,64	31,31	32,91	34,46	35,94	37,37	38,73	40,05	41,30	42,51	43,67	44,78	45,85

продолжение таблицы 8.16

№ п/п	Показатели	Годы														
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	4,73	4,52	4,32	4,14	3,96	3,79	3,63	3,48	3,34	3,20	3,07	2,95	2,83	2,72	2,61
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	4,73	4,52	4,32	4,14	3,96	3,79	3,63	3,48	3,34	3,20	3,07	2,95	2,83	2,72	2,61
3	новых скважин, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	мехспособом, тыс.т.	4,73	4,52	4,32	4,14	3,96	3,79	3,63	3,48	3,34	3,20	3,07	2,95	2,83	2,72	2,61
5	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	4,95	4,73	4,52	4,32	4,14	3,96	3,79	3,63	3,48	3,34	3,20	3,07	2,95	2,83	2,72
6	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	4,73	4,52	4,32	4,14	3,96	3,79	3,63	3,48	3,34	3,20	3,07	2,95	2,83	2,72	2,61
7	Перевод скв., с др.категории, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,22	-0,21	-0,20	-0,19	-0,18	-0,17	-0,16	-0,15	-0,14	-0,14	-0,13	-0,12	-0,12	-0,11	-0,11
9	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,48	-4,43	-4,38	-4,34	-4,29	-4,25	-4,21	-4,17	-4,13	-4,09	-4,06	-4,02	-3,99	-3,96	-3,92
10	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Средняя глубина новой скважины, м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.															
20	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
25	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	26,41	26,30	26,20	26,09	25,99	25,89	25,78	25,68	25,58	25,47	25,37	25,27	25,17	25,07	24,97
29	переходящих скважин по жидкости, т/сут	26,41	26,30	26,20	26,09	25,99	25,89	25,78	25,68	25,58	25,47	25,37	25,27	25,17	25,07	24,97
30	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Средняя обводненность продукции действ. фонда скв., %	84,85	85,46	86,04	86,60	87,12	87,62	88,09	88,54	88,97	89,38	89,77	90,14	90,50	90,84	91,16
32	переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,00	3,82	3,66	3,50	3,35	3,21	3,07	2,94	2,82	2,71	2,60	2,49	2,39	2,30	2,21
35	переходящих скважин по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	28,73	28,52	28,32	28,12	27,93	27,74	27,56	27,39	27,21	27,04	26,88	26,72	26,56	26,40	26,25
37	Добыча жидкости всего, тыс.т.	31,23	31,11	30,98	30,86	30,74	30,61	30,49	30,37	30,25	30,13	30,00	29,88	29,77	29,65	29,53
38	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	из новых, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	823,48	854,59	885,57	916,43	947,16	977,78	1008,27	1038,63	1068,88	1099,01	1129,01	1158,89	1188,66	1218,31	1247,83
41	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	187,40	191,92	196,24	200,38	204,34	208,13	211,76	215,24	218,58	221,77	224,84	227,79	230,62	233,33	235,94
42	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,30
43	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	64,84	66,41	67,90	69,34	70,71	72,02	73,27	74,48	75,63	76,74	77,80	78,82	79,80	80,74	81,64
44	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,64	1,56	1,50	1,43	1,37	1,31	1,26	1,20	1,15	1,11	1,06	1,02	0,98	0,94	0,90
45	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,45	4,45	4,45	4,46	4,47	4,48	4,49	4,50	4,52	4,54	4,57	4,59	4,62	4,65	4,69
46	Закачка рабочего агента, тыс. м3	33,98	33,73	33,49	33,26	33,03	32,81	32,60	32,39	32,18	31,98	31,78	31,59	31,41	31,22	31,04
47	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	765,42	799,15	832,64	865,90	898,93	931,74	964,34	996,72	1028,90	1060,88	1092,67	1124,26	1155,67	1186,89	1217,93
48	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
49	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1,01	0,97	0,93	0,89	0,85	0,81	0,78	0,75	0,72	0,69	0,66	0,63	0,61	0,58	0,56
50	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	46,86	47,83	48,76	49,65	50,49	51,31	52,09	52,83	53,55	54,23	54,89	55,52	56,13	56,71	57,27

продолжение таблицы 8.16

№ п/п	Показатели	Годы															
		2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,51	2,41	2,32	2,23	2,14	2,06	1,98	1,90	1,83	1,76	1,69	1,63	1,58	1,52	1,47	1,42
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	2,51	2,41	2,32	2,23	2,14	2,06	1,98	1,90	1,83	1,76	1,69	1,63	1,58	1,52	1,47	1,42
3	новых скважин, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	мехспособом, тыс.т.	2,51	2,41	2,32	2,23	2,14	2,06	1,98	1,90	1,83	1,76	1,69	1,63	1,58	1,52	1,47	1,42
5	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	2,61	2,51	2,41	2,32	2,23	2,14	2,06	1,98	1,90	1,83	1,76	1,69	1,63	1,58	1,52	1,47
6	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,51	2,41	2,32	2,23	2,14	2,06	1,98	1,90	1,83	1,76	1,69	1,63	1,58	1,52	1,47	1,42
7	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,10	-0,10	-0,09	-0,09	-0,09	-0,08	-0,08	-0,08	-0,07	-0,07	-0,07	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
8	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,89	-3,86	-3,84	-3,81	-3,90	-3,87	-3,94	-3,89	-3,85	-3,81	-3,77	-3,73	-3,33	-3,33	-3,33	-3,32
9	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Среднесуточный дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Средняя глубина новой скважины, м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.																
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	24,87	24,77	24,67	24,57	24,47	24,38	24,28	24,18	24,08	23,99	23,89	23,80	23,70	23,61	23,51	23,42
28	переходящих скважин по жидкости, т/сут	24,87	24,77	24,67	24,57	24,47	24,38	24,28	24,18	24,08	23,99	23,89	23,80	23,70	23,61	23,51	23,42
29	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средняя обводненность продукции действ. фонда скв., %	91,47	91,77	92,05	92,32	92,59	92,85	93,11	93,35	93,58	93,80	94,01	94,21	94,38	94,54	94,70	94,86
31	переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,12	2,04	1,96	1,89	1,81	1,74	1,67	1,61	1,55	1,49	1,43	1,38	1,33	1,29	1,25	1,20
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	26,10	25,95	25,81	25,67	25,52	25,39	25,25	25,11	24,98	24,85	24,72	24,60	24,47	24,35	24,23	24,12
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	29,41	29,29	29,17	29,06	28,94	28,83	28,71	28,60	28,48	28,37	28,25	28,14	28,03	27,92	27,80	27,69
37	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	из новых, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1277,24	1306,53	1335,71	1364,77	1393,71	1422,53	1451,25	1479,84	1508,32	1536,69	1564,94	1593,08	1621,11	1649,03	1676,83	1704,53
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	238,45	240,86	243,18	245,41	247,56	249,62	251,60	253,50	255,33	257,09	258,78	260,41	261,99	263,51	264,98	266,41
41	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,31	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,33	0,33	0,33	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	82,51	83,34	84,15	84,92	85,66	86,37	87,06	87,72	88,35	88,96	89,54	90,11	90,65	91,18	91,69	92,18
43	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,87	0,83	0,80	0,77	0,74	0,71	0,68	0,66	0,63	0,61	0,59	0,56	0,55	0,53	0,51	0,49
44	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,73	4,77	4,82	4,87	4,92	4,97	5,03	5,09	5,15	5,23	5,31	5,39	5,51	5,64	5,78	5,93
45	Закачка рабочего агента, тыс. м3	30,86	30,69	30,52	30,35	30,18	30,02	29,86	29,70	29,54	29,39	29,24	29,09	28,94	28,80	28,66	28,52
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	1248,79	1279,48	1310,00	1340,36	1370,54	1400,56	1430,42	1460,12	1489,66	1519,05	1548,29	1577,37	1606,31	1635,11	1663,77	1692,29
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
48	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,54	0,52	0,50	0,48	0,46	0,44	0,42	0,41	0,39	0,38	0,36	0,35	0,34	0,33	0,32	0,31
49	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	57,81	58,33	58,83	59,30	59,76	60,21	60,63	61,04	61,43	61,81	62,17	62,52	62,86	63,19	63,50	63,81

продолжение таблицы 8.16

№ п/п	Показатели	Годы													
		2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	1,38	1,33	1,29	1,24	1,20	1,16	1,12	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,90	0,87
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	1,38	1,33	1,29	1,24	1,20	1,16	1,12	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,90	0,87
3	новых скважин, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	мехспособом, тыс.т.	1,38	1,33	1,29	1,24	1,20	1,16	1,12	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,90	0,87
5	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	1,42	1,38	1,33	1,29	1,24	1,20	1,16	1,12	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,90
6	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	1,38	1,33	1,29	1,24	1,20	1,16	1,12	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,90	0,87
7	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03
8	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,32	-3,32	-3,32	-3,32	-3,31	-3,59	-3,59	-3,59	-3,59	-3,59	-3,59	-3,59	-3,58	-3,58
9	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Среднесуточный дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Средняя глубина новой скважины, м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.														
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,32	23,24	23,16	23,08	23,00	22,92	22,84	22,76	22,68	22,60	22,52	22,44	22,36	22,28
28	переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,32	23,24	23,16	23,08	23,00	22,92	22,84	22,76	22,68	22,60	22,52	22,44	22,36	22,28
29	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средняя обводненность продукции действ. фонда скв., %	95,01	95,16	95,30	95,44	95,58	95,72	95,86	96,00	96,13	96,25	96,37	96,49	96,61	96,72
31	переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,16	1,13	1,09	1,05	1,02	0,98	0,95	0,91	0,88	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	24,00	23,89	23,79	23,69	23,59	23,49	23,39	23,29	23,19	23,09	22,99	22,90	22,80	22,71
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	27,58	27,49	27,39	27,29	27,20	27,10	27,01	26,91	26,82	26,73	26,63	26,54	26,45	26,35
37	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	из новых, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1732,11	1759,60	1786,99	1814,28	1841,48	1868,58	1895,59	1922,50	1949,32	1976,05	2002,68	2029,22	2055,67	2082,02
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	267,78	269,11	270,40	271,64	272,85	274,01	275,12	276,20	277,24	278,24	279,21	280,14	281,04	281,90
41	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,36	0,357	0,359	0,360	0,361	0,362	0,363
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,66	93,12	93,56	93,99	94,41	94,81	95,20	95,57	95,93	96,28	96,61	96,93	97,24	97,54
43	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,48	0,46	0,45	0,43	0,42	0,40	0,39	0,37	0,36	0,35	0,33	0,32	0,31	0,30
44	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,09	6,27	6,47	6,69	6,93	7,18	7,45	7,77	8,12	8,52	8,98	9,51	10,13	10,87
45	Закачка рабочего агента, тыс. м3	28,38	28,26	28,14	28,02	27,90	27,78	27,66	27,54	27,42	27,31	27,19	27,08	26,97	26,86
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	1720,67	1748,93	1777,07	1805,08	1832,98	1860,75	1888,41	1915,95	1943,37	1970,68	1997,87	2024,95	2051,92	2078,77
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
48	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,30	0,29	0,28	0,27	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21	0,21	0,20	0,19	0,19
49	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	64,10	64,39	64,66	64,93	65,19	65,44	65,68	65,91	66,13	66,35	66,55	66,75	66,94	67,13

продолжение таблицы 8.16

№ п/п	Показатели	Годы									
		2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,83	0,80	0,78	0,75	0,72	0,69	0,67	0,64	0,62	0,59
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	0,83	0,80	0,78	0,75	0,72	0,69	0,67	0,64	0,62	0,59
3	новых скважин, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	мехспособом, тыс.т.	0,83	0,80	0,78	0,75	0,72	0,69	0,67	0,64	0,62	0,59
5	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0,87	0,83	0,80	0,78	0,75	0,72	0,69	0,67	0,64	0,62
6	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	0,83	0,80	0,78	0,75	0,72	0,69	0,67	0,64	0,62	0,59
7	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02
8	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,58	-3,58	-3,58	-3,58	-3,67	-3,67	-3,86	-3,85	-3,85	-3,86
9	Ввод из бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	переводом с других объектов, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Среднесуточный дебит новой скважины по нефти, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Средняя глубина новой скважины, м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.										
19	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	22,21	22,13	22,05	21,97	21,90	21,82	21,74	21,67	21,59	21,53
28	переходящих скважин по жидкости, т/сут	22,21	22,13	22,05	21,97	21,90	21,82	21,74	21,67	21,59	21,53
29	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средняя обводненность продукции действ. фонда скв., %	96,82	96,92	97,02	97,12	97,22	97,31	97,40	97,50	97,58	97,67
31	переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,71	0,68	0,66	0,63	0,61	0,59	0,56	0,54	0,52	0,50
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	22,62	22,52	22,43	22,34	22,25	22,16	22,07	21,98	21,89	21,82
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	26,26	26,17	26,08	25,99	25,90	25,81	25,71	25,62	25,54	25,46
37	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	из новых, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	2108,28	2134,45	2160,53	2186,52	2212,41	2238,22	2263,93	2289,56	2315,09	2340,55
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	282,74	283,54	284,32	285,07	285,79	286,48	287,15	287,79	288,41	289,00
41	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,364	0,365	0,366	0,367	0,368	0,369	0,370	0,371	0,372	0,372
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,83	98,11	98,38	98,64	98,89	99,13	99,36	99,58	99,79	100,00
43	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,29	0,28	0,27	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21	0,21
44	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,76	12,85	14,21	15,98	18,32	21,60	26,49	34,65	50,98	99,99
45	Закачка рабочего агента, тыс. м3	26,75	26,64	26,53	26,42	26,31	26,21	26,10	26,00	25,89	25,80
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	2105,52	2132,16	2158,68	2185,10	2211,42	2237,63	2263,73	2289,72	2315,62	2341,42
47	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
48	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,18	0,17	0,17	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13
49	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	67,31	67,48	67,65	67,81	67,96	68,11	68,26	68,39	68,53	68,65

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки месторождения, требуется осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения рекомендованы на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр РК» [36] и «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений» [40].

Для контроля разработки месторождения, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования.
- Промыслово-геофизические исследования скважин.
- Гидродинамические исследования пластов и скважин.
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа.
- Физико-химические исследования свойств попутной воды.

По вновь пробуренным скважинам необходимо после ввода их в эксплуатацию проводить полный комплекс промыслово-гидродинамических исследований.

Для скважин, по которым будет проводиться смена оборудования или режима работы, обязательно проведение тестовых замеров продукции и забойных давлений до и после проведения мероприятия.

Комплекс исследований по контролю за разработкой, предусмотренный в Дополнении к Проекту разработки [32], а так же фактическое состояние его выполнения, приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой и периодичность

№ п/п	Виды исследований	Периодичность	Состояние выполнения за 01.01.2019-01.01.2024 гг.
1	2	3	4
1	Замеры дебитов добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин	Еженедельно	Ежедневно
2	Замеры обводненности скважин	Еженедельно	Ежедневно
3	Определение газового фактора	Раз в год	Ежедневно
4	Определение пластового давления	1 раз в полугодие	1 раз в квартал
5	Определение забойного давления	1 раз в квартал	1 раз в квартал
6	Определение пластовой температуры	По мере необходимости	Выполнено 54 исследования
7	Исследование методом установившихся отборов (МУО)	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах (при условии фонтанирования скважины)	Выполнено 5 исследований в 4 скважинах
		По переходящим – по мере необходимости	
8	Исследование методом восстановления давления (уровня) (КВД, КВУ)	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах	Выполнено 110 исследований в 102 скважинах
		По переходящим – по мере необходимости	
9	Отбор глубинных проб на физико-химический анализ нефти, газа и воды	По мере необходимости	Отобрано и изучено 1 проба пластового газа, 4 устьевые пробы газа. Изучено 109 проб воды из 64 скважин.
10	Отбор устьевых проб нефти с целью определения основных свойств дегазированной нефти и конденсата	По мере необходимости	Отобрано и изучено 5 устьевых проб нефти и 3 пробы конденсата.
11	Исследование профиля притока, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ (при условии фонтанирования скважины)	Выполнено 110 исследований профиля притока в 77 добыв. скв.
12	Комплекс ГИС в открытом стволе	Разовые исследования при окончании бурения	Выполнено в 5 пробуренных скважинах
13	Исследование профиля поглощения, величины приемистости	По мере необходимости	Выполнено 187 исследований в 135 нагнет. скв.
14	Оценка технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах	Выполнено в 21 скважине 22 исследования
		По переходящим – по мере необходимости	
15	Замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и др. примесей	По мере необходимости	Ежедневно

Как видно из таблицы, запроектированный комплекс исследований выполняется в полном объеме.

9.1 Гидродинамические методы контроля за процессом разработки

За период 01.01.2019 - 01.01.2024 гг. на месторождении Кумколь всего было проведено 142 гидродинамических исследований в 133 скважинах, из них: методом установившихся отборов (МУО) -5 исследований в 4 скважинах, восстановления давления (КВД) - 6 исследований в 5 скважинах, восстановления уровня (КВУ) – 104 исследования в 97 скважинах и падения давления (КПД) – 28 исследований в 28 скважинах.

Результаты исследований представлены в таблицах 3.1.2 – 3.1.3 и 3.1.5 – 3.1.7 раздела 3.1.

9.2 Комплекс геофизических исследований скважин по контролю за разработкой

В данном разделе представлен анализ проведенных геофизических исследований по контролю за разработкой, выполненных за период 01.01.2019 - 01.01.2024 гг. в скважинах, расположенных на контрактных территориях АО «Тургай-Петролеум» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Контроль процессов разработки месторождения геофизическими методами, согласно Единых правил [36] и Технической инструкции по проведению геофизических исследований [41], осуществляется по двум направлениям – в открытом (ГИС) и в обсаженном стволе скважин (ГИС-к).

Продуктивными, на месторождении Кумколь, являются установленные залежи в продуктивных меловых, юрских и палеозойских отложениях вскрытые в интервалах глубин 1000-1250 м, 1180-1580 м и 1300-1500 м; и на юго-восточной части месторождения – 1560-1700 м (юрские залежи).

Геофизические исследования ГИС в открытом стволе

За период 01.01.2019 – 01.01.2024 гг. на месторождении Кумколь пробурены 5 новых скважин - 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035. Фонд пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. составил - 1094 ед.

Подробно комплекс ГИС, проводимый на месторождении представлен в отчетах по подсчету запасов, по последним скважинам – в п.2.2.

Комплекс геофизических исследований в новых скважинах проводился компанией «Китайская Национальная Каротажная Корпорация (CNLC)».

По замерам инклинометрии стволы скважин вертикальные с несущественными отклонениями.

Комплекс исследований по всем скважинам выполнен в соответствии с требованиями технической инструкции [41], результаты количественной интерпретации скважин неоднократно были использованы при подсчетах запасов (2008 и 2018 гг.) [10 и 28].

Геофизические исследования ГИС в обсаженном стволе

Исследования проводились с целью определения выработки пластов, состава поступающего в ствол скважины флюида (профиля притока/приемистости) и контроля технического состояния скважин; изучения перспективности коллекторов и зон, охваченных процессом вытеснения (текущей насыщенности).

За период 01.01.2019 - 01.01.2024 гг. на месторождении было проведено 326 исследований методами ГИС-к в 235 скважинах.

Результаты исследований за 2019 г. были представлены в отчете [33], за 2020-2022 гг. – в отчете [34], впервые рассматриваются исследования за 2023 г. - 37 исследований в 29 скважинах.

Исследования выполнены сервисными компаниями «Каспий», «КазТехноГИС» стандартной серийной аппаратурой, комплексными скважинными приборами (модульной скважинной аппаратурой КарСар К-9, КСА-Т12, ПЛТ-92, АИНК-42-Т, ЭМДСТ-МП). Скважинная информация записывалась в цифровом виде регистраторам «КарСар-500» и «ГЕО-М 6, 7». Объем выполненных исследований показан в табличном приложении 4.

Характеристики по проведенным исследованиям ГИС-к и результаты интерпретации приводятся в табличных приложениях 8, 9, 10.

Всего за рассматриваемый период было проведено 151 исследование в 105 скважинах нагнетательного фонда по ТП, по территории ПККР – 41 исследование в 34 скважинах; в скважинах добывающего фонда – 100 исследований в 68 скважинах (ТП) и 10 исследований в 4 скважинах (ПККР).

Исследования по определению текущей нефтенасыщенности (ИННК) выполнены в 24 скважинах (24 исследования) по ТП и 2 скважинах (2 исследования) по ПККР.

Объем ГИС-к и охват фонда скважин по эксплуатационным объектам представлен в таблице 9.2.1

Таблица 9.2.1 – Объем геофизических исследований, выполненный в скважинах месторождения Кумколь за период 01.01.2019-01.01.2024 гг.

Категория	Объект экспл.	Количество исследованных скважин	Количество исследований	Методы	Цель исследований
Контрактная территория АО «ТУРГАЙ ПЕТРОЛЕУМ»					
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Нагнетательные	I	54	82	ТМ, МН, ГК, ЛМ, СТД, РГД	Определение профиля и величины приемистости дебита приемистости
	II	39	51		
	III	9	14		
Добывающие	I	25	33	ВТ, МН, ГК ЛМ, СТД, РГД, ВЛГ, РЕЗ	Определение профиля притока и состава поступающей жидкости
	II	40	54		
	III	8	10		

Продолжение таблицы 9.2.1

1	2	3	4	5	6
Добывающие	IV	2	2	ВТ, МН, ГК ЛМ, СТД, РГД, ВЛГ, РЕЗ	Определение профиля притока и состава поступающей жидкости
Добывающие	I	17	17	ИННК	Оценка текущей нефтенасыщенности
	II	4	4		
	III	2	2		
	IV	1	1		
Контрактная территория «ПККР»					
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Нагнетательные	I	21	23	ВТ, МН, ГК, ЛМ, СТД, РГД	Определение профиля и величины приемистости, дебита приемистости.
	II	10	14		
	III	1	2		
Добывающие	N-5	3	9	ВТ, МН, ГК ЛМ, СТД, РГД, ВЛГ, РЕЗ	Определение профиля притока и состава поступающей жидкости, дебита скважины
	IV	1	1		
	N-5	1	1	ИННК	Оценка текущей нефтенасыщенности
	Ю-I	1	1		
Юго-Восточная часть месторождения					
Добывающие	IV	1	1	ТМ, МН, ГК, ЛМ, РЕЗ, ВЛ	Определение профиля притока, забойного давления и температуры.
Нагнетательные	IV	1	1	ТМ, МН, ГК, ЛМ, СТД, РГД	Определение профиля и величины приемистости дебита приемистости
Примечание: I объект - горизонты М-I, М-II; II объект – горизонты Ю-I, Ю-II; III объект - горизонты Ю-III; IV объект – горизонт Ю-IV, Ю-IV-1. Ю-IV-2, Ю-IV-3, Ю-IV-4, Ю-IV-5; N-5 (скв.100, 280, 400)					

Выработка пластов

Исследования по оценке эксплуатационных и динамических характеристик пластов в действующих скважинах включают определение работающих/принимающих толщин, охват их выработкой, а также – в добывающих скважинах – состава поступающего флюида.

Замеры выполнялись в статическом и динамическом режимах работы скважины.

По данным замеров определены коэффициенты охвата разработкой эффективных толщин (Кохв1); и охвата перфорированной толщины работой (Кохв.2):

Кохв1 = ∑Нэфф_раб./Нэфф_нефт,

Кохв.2 = ∑Нэфф_раб/Нэфф_перф, где ∑Нэфф_раб – суммарная эффективная работающая толщина, Нэфф_перф – суммарная эффективная толщина перфорированного интервала; Нэфф_нефт – эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта.

Добывающие скважины

Комплекс ГИС состоял из методов: термометрии – ТМ; барометрии – МН и БМ; механической расходометрии – РГД; резистивиметрии РИ, влагометрии – ВЛ , для привязки – ГК; локатора муфт– ЛМ, дебитометрии – СТД.

Результаты исследований по определению состава поступающей жидкости, профиля притока, коэффициентов охвата выработкой объектов эксплуатации в добывающих скважинах представлены в табличном приложении 9.

В таблице 9.2.2 показаны обобщенные данные – диапазоны изменения Кохв1, Кохв2 и их средние значения: из которой видно, что средние значения колеблются в диапазоне 0,38-0,47 и 0,53-0,69 (горизонт М-I, М-II) – 0,39-0,76 и 0,53-0,65 (горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV) и 0,45 и 0,68 (горизонт N-5), по Юго-Восточной части 1 и 0,74 (горизонт Ю-IV-1-2+3) соответственно.

Таблица 9.2.2 - Средние коэффициенты охвата горизонтов разработкой (добывающие скважины)

Год		**01.01.2019-01.01.2024 гг.**							
Недропользователь		**ТП**						**ПККР**	
Объект		**I**		**II**		**II**	**IV**	**N-5**	**IV-1-2+3**
Горизонт		**I**	**II**	**I**	**-II**	**-III**	**Ю-IV**		
Количество ГИС-к		2	0	9	2	10	2	9	1
Количество скважин		1	9	5	6	8	2	3	1
охв1, д.ед.	диапазон	0,05-1	0,02-1	0,13-1	0,09-1	0,09-1	0,6-0,91	0,09-1	1
	средний	0,47	0,38	0,65	0,39	0,62	0,76	0,45	1
охв2, д.ед.	диапазон	0,11-1	0,22-1	0,14-1	0,17-1	0,15-1	0,55-0,63	0,5-0,98	0,74
	средний	0,53	0,69	0,53	0,65	0,64	0,59	0,68	0,74
Примечание: N-5 (скв.100, 280,400) - исследования в отложениях верхнего неокома нижнего мела.									

Нагнетательные скважины

В нагнетательных скважинах определение профиля приемистости проводится по комплексу ГИС-к, включающему: ТМ, МН, ЛМ, ГК, БМ, СТД и РГД. Исследования проводятся в двух режимах– при закачке воды и в остановленной скважине.

По комплексу ГИС-к в нагнетательных скважинах, по отрицательным градиентам температур на кривых термометрии в остановленной скважине хорошо отмечаются пласты-коллекторы, поглотившие нагнетаемую воду. По применяемому комплексу методов ГИС-к, определяется также температура и давление.

Притоки воды в добывающих скважинах обычно обусловлены влиянием закачки воды в рядом расположенные нагнетательные скважины. Как правило, на кривой термометрии, работающие толщины, обводненные нагнетаемыми водами, характеризуются отрицательной аномалией температуры. Практически все работающие толщины расположены в пределах перфорированных пластов.

Величина коэффициента охвата (Кохв) пластов-коллекторов разработкой является одной из характеристик эффективности выработки запасов из объектов разработки. Достоверность его определения зависит от многих факторов: качества вскрытия пластов перфорацией, положения добывающих скважин относительно нагнетательных и

естественных водонапорных зон, погрешностей при выделении работающих толщин по данным ГИС, емкостно-фильтрационных свойств разрабатываемых пластов-коллекторов.

Повышенные значения естественной радиоактивности на кривой ГК – аномалии РГХЭ – отмечается практически во всех скважинах, где аномальное изменение γ-активности связано с отложениями радиоактивных солей на обсадной колонне.

В табличном приложении 10 приведены результаты ГИС по определению профиля приемистости. В таблице 9.2.3 представлены средние коэффициенты охвата заводнением по горизонтам: замерам профилей приемистости меловых и юрских горизонтов (М-I, М-II, Ю-I, Ю-II, Ю-III); также показаны на рисунке 9.2.1.

Средние коэффициенты охвата (Кохв1) пластов-коллекторов рассматриваемых горизонтов нагнетанием по ТП колеблются от 0,5 до 0,7 , по ПККР – от 0,47 до 0,82.

Средние величины коэффициенты охвата (Кохв2) изменяются в пределах от 0,48 до 0,65 (ТП), и от 0,54 до 0,63 (ПККР).

Таблица 9.2.3 - Средние коэффициенты охвата горизонтов заводнением (нагнетательные скважины)

Год		**01.01.2019-01.01.2024 гг.**				
Контрактная территория АО "ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ"						
Объект		**I**		**II**		**III**
Горизонт		**М-I**	**М-II**	**Ю-I**	**Ю-II**	**Ю-III**
Количество ГИС-к		74	22	52	26	15
Количество скважин		48	17	37	19	13
Кохв1, д.ед.	диапазон	0,13-1	0,11-1	0,12-1	0,24-0,89	0,24-1
	средний	0,68	0,64	0,7	0,5	0,60
Кохв2, д.ед.	диапазон	0,07-1	0,15-1	0,15-1	0,23-1	0,22-0,85
	средний	0,51	0,65	0,48	0,61	0,57
Контрактная территория "ПККР"						
Количество ГИС-к		19	15	14	10	2
Количество скважин		18	14	10	7	1
Кохв1, д.ед.	диапазон	0,22-1	0,2-0,74	0,24-1	0,06-1	0,38-0,58
	средний	0,73	0,47	0,82	0,67	0,48
Кохв2, д.ед.	диапазон	0,28-0,79	0,26-0,92	0,15-0,91	0,45-0,77	0,47-0,72
	средний	0,57	0,59	0,54	0,63	0,60

Величины охвата заводнением Кохв1 и Кохв2 коллекторов по исследованным объектам в нагнетательных скважинах имеют достаточно высокие значения, что говорит об эффективности применяемой системы ППД при разработке. Это обусловлено расположением принимающих толщин в пределах перфорированных пластов и высоким охватом нагнетанием перфорированных продуктивных горизонтов.

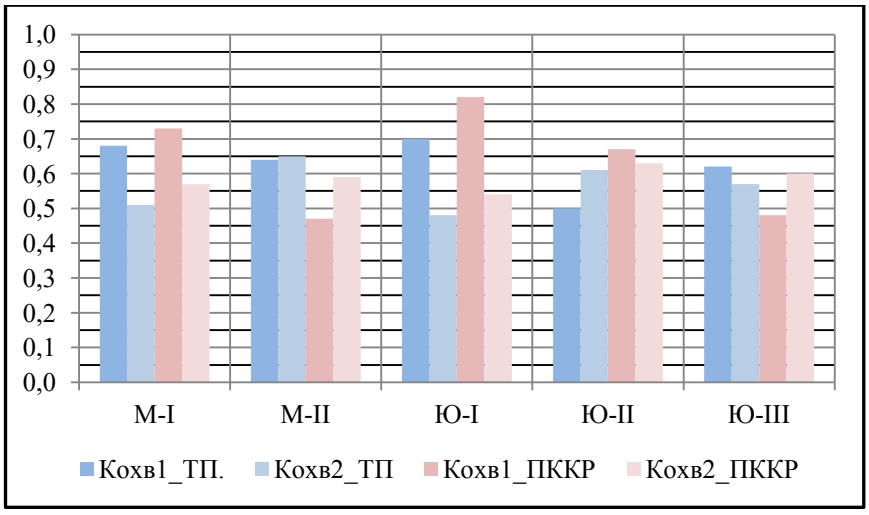


Рисунок 9.2.1 - Сопоставление Кохв1, Кохв2 по территории АО «ТП» и «ПККР»

Как следует из гистограммы, приведенной на рисунке 9.2.1, сопоставление Кохв1 и Кохв2 по контрактным территориям, имеют близкие значения, свидетельствует о хорошей корреляции пластов, подвергнутых заводнению.

Определение характера текущего насыщения коллекторов

С целью оценки характера текущего насыщения пластов-коллекторов за надзорный период были проведены исследования методом ИННК – 24 исследования в 24 скважинах по АО «ТП» и 2 исследования в скважинах 243 и 280 – АО «ПККР».

Текущее насыщение пластов определялось с помощью импульсного радиоактивного каротажа (ИННК). Исследования проводились в скважинах до и после перфорации для уточнения насыщения коллекторов. В результате интерпретации были получены количественные данные – коэффициенты текущей нефтенасыщенности (Кнг_тек). Результаты этих исследований приведены в табличном приложении 11.

На рисунках 9.2.2 – 9.2.4 приведены сопоставления гистограмм средних Кнг_нач и Кнг_тек, определенных за надзорный период в перфорированных и неперфорированных пластах продуктивных коллекторов по скважинам горизонтов М-I, М-II, Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV.

Из рисунков видно, что Кнг_тек изменяется в сопоставимых пределах 0,11-0,44 (как для перфорированных, так и для неперфорированных) пластов на контрактной территории АО «ТП».

Следует иметь в виду, что на фоне обводненной приствольной зоны перфорированных пластов возможность и достоверность оценки текущей нефтенасыщенности толщин методом ИННК снижается.

В общем случае, исследования по оценке текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов по методу ИННК в меловых (М-I, М-II) и юрских горизонтах (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV) показывают уменьшение текущей нефтенасыщенности.

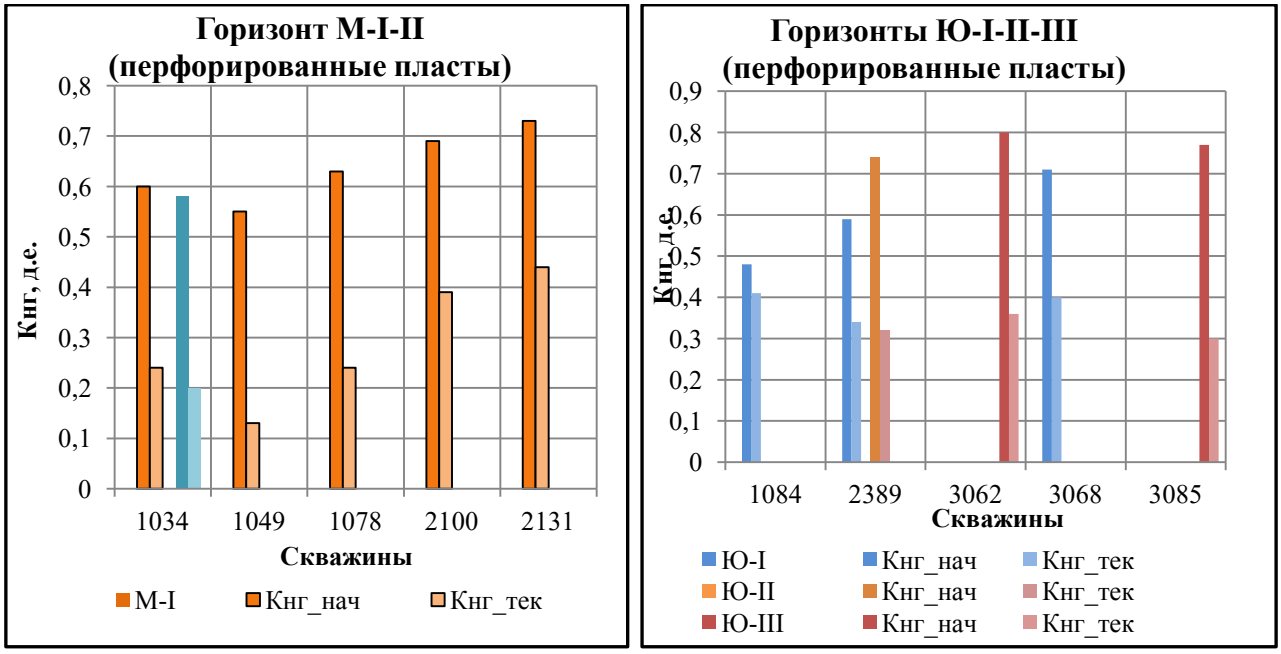


Рисунок 9.2.2 Сравнение Кнг_нач и Кнг_тек коллекторов в перфорированных пластах скважин контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» (а-горизонты М-I, б-Ю-I, Ю-II, Ю-III)

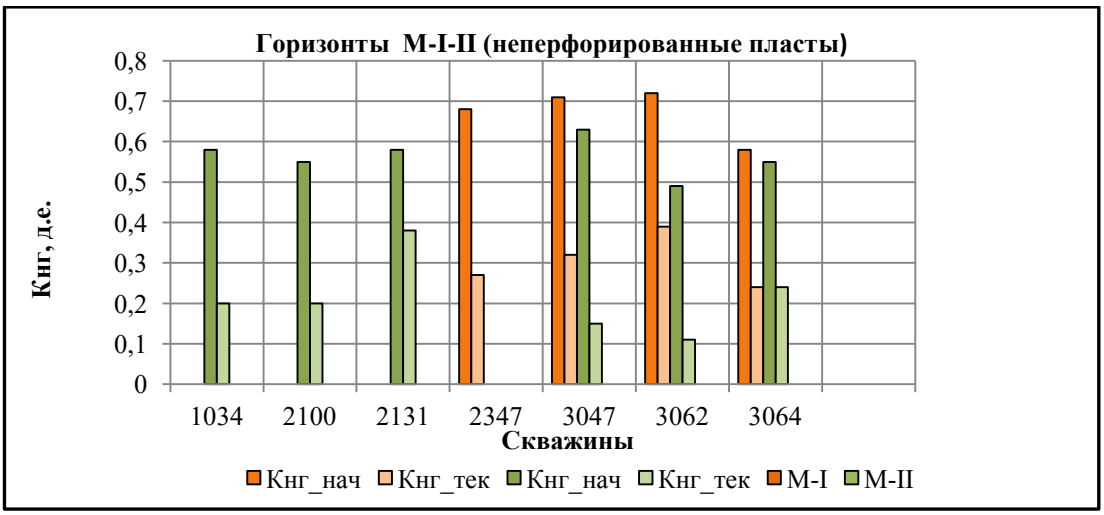


Рисунок 9.2.3 - Сравнение Кнг_нач и Кнг_тек коллекторов в неперфорированных пластах скважин контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» (горизонты М-I, М-II)

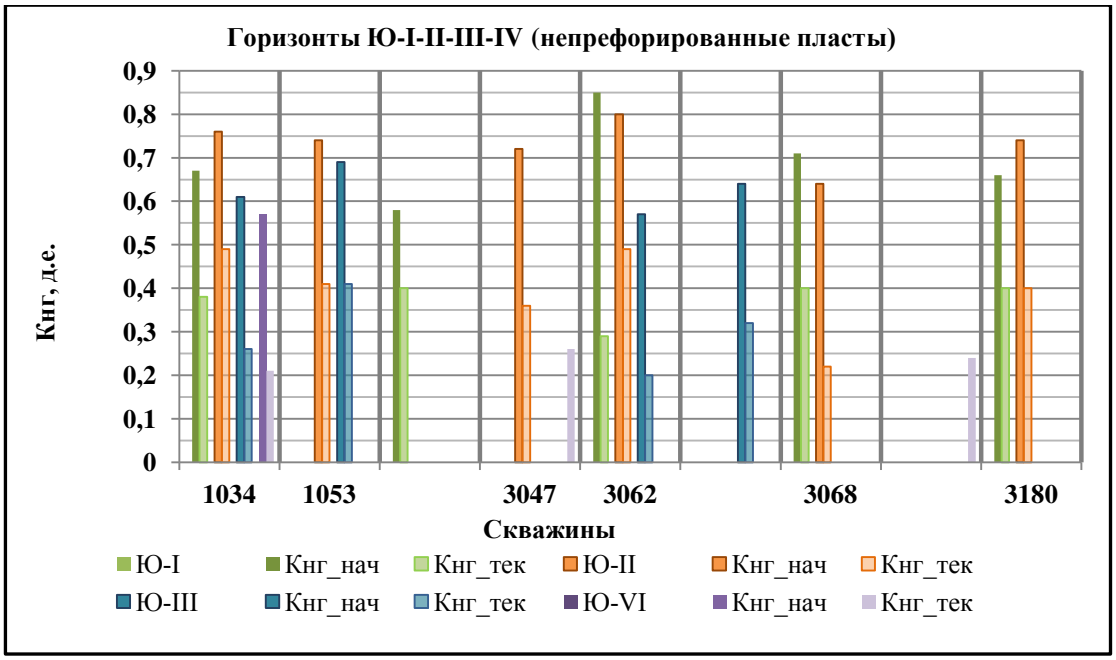


Рисунок 9.2.4 - Сравнение Кнг_нач и Кнг_тек коллекторов в неперфорированных пластах скважин контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» (горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV)

Контроль технического состояния скважин геофизическими методами проводился на этапе строительства скважин, исследуется качество цементажа ЭК (базовый замер) и после ввода скважин в эксплуатацию (текущий замер).

Начальный замер качества цементажа после обсадки эксплуатационной колонной (ЭК) был выполнен во всех скважинах, пробуренных за период 01.01.2019 по 01.01.2024 гг.

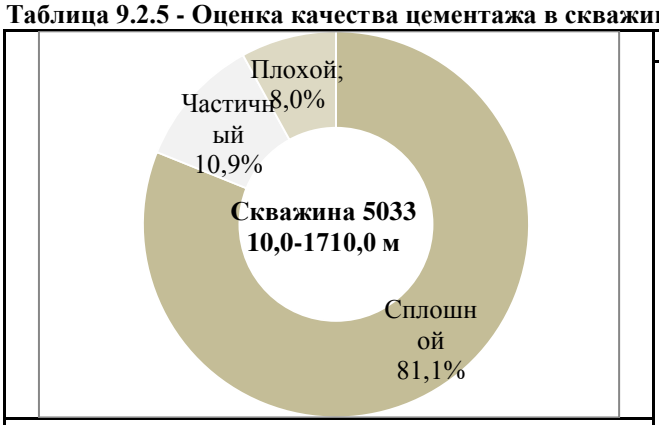
Ниже, в таблицах 9.2.4 – 9.2.6, приводятся результаты АКЦ в 3 новых скважинах (5031, 5033 и 5034), пробуренных в 2023 г. По данным ФКД АКЦ (CBL) длина интервалов сплошного, частичного и плохого сцепления цемента с ЭК 88,1, 81,1 и 93,1%, 9,9, 10,9 и 4,7 %, 2,0, 8,0 и 2,2 % соответственно.

Результаты АКЦ по новым скважинам представлены в таблицах 9.2.4 - 9.2.6.

Таблица 9.2.4 - Оценка качества цементажа в скважине 5031

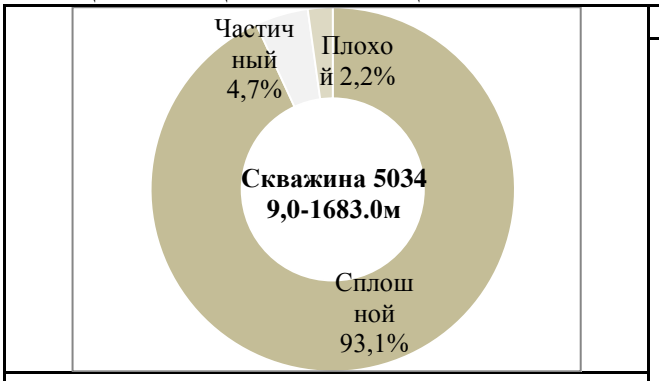
Интервал исследований, м	Характер сцепления цемента с колонной, %			
	сплошной	частичный	плохой	отсутствует
11,0-1694,0	88,1	9,9	2,0	-

Таблица 9.2.5 - Оценка качества цементажа в скважине 5033



Интервал исследований, м	Характер сцепления цемента с колонной, %			
	сплошной	частичный	плохой	отсутствует
10,0-1710,0	81,1	10,9	8,0	-

Таблица 9.2.6 - Оценка качества цементажа в скважине 5034



Интервал исследований, м	Характер сцепления цемента с колонной, %			
	сплошной	частичный	плохой	отсутствует
9,0-1683,0	93,1	4,7	2,2	-

Также, за период 01.01.2019 – 01.01.2024 гг. проведены текущие замеры в 2 скважинах (сервисной компанией «КазТехноГИС»); характеристика сцепления цементного камня с колонной в продуктивной части результаты АКЦ представлена в таблицах 9.2.7 и 9.2.8. По имеющимся данным АКЦ, сцепление цемента с эксплуатационной колонной, в основном, сплошное и частичное.

Таблица 9.2.7 - Оценка качества цементажа в скважине 149

Интервал исследований, м	Характер сцепления цемента с колонной, %			
	сплошной	частичный	плохой	отсутствует
1	**2**	**3**	**4**	**5**
2,3-991,1	66,29	13,07	1,55	19,09

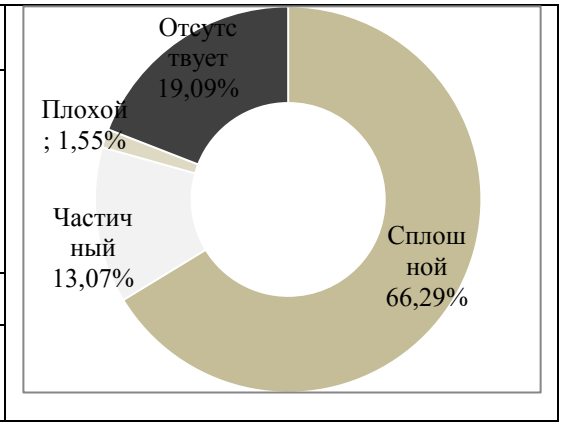
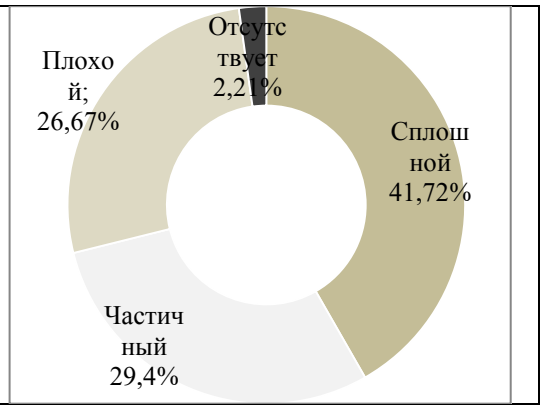


Таблица 9.2.8 - Оценка качества цементажа в скважине 280

Интервал исследований, м	Характер сцепления цемента с колонной, %			
	сплошной	частичный	плохой	отсутствует
1	2	3	4	5
13,0-1216,6	41,72	29,40	26,67	2,21



Комплексом ГИС-к также проведена диагностика методом ГК, ЭМДСТ (МП) с целью определения технического состояния колонн - в 21 скважине выполнены 22 исследования, результаты которых представлены в таблице 9.2.9 – в ряде скважин выявлены РГХА (наличие негерметичности колонны), уменьшение массы металла, связанное с коррозией или износом стенок ЭК и др.

Таблица 9.2.9 - Техническое состояние колонн, искусственного забоя, заколонного пространства

№ скв.	Техническое состояние колонны, искусственного забоя, заколонного пространства	Интервал
1	2	3
1037	В интервалах 957,89-969,49, 980,0-992,19 наблюдается уменьшение массы металла до 8,8-8,9 мм;	950,0-1030,0
1042	В интервалах 709,0-719,8, 741,7-752,5, 785,8-796,1, 819,0-829,7, 917,3-927,5, 963,9-966,3, 971,7-981,6, 1003,8-1014,2, 1025,0-1075,0м наблюдается уменьшение массы металла, связанное с коррозией или износом стенок ЭК.	4-1091
	В интервале 941,0-945,0м отмечается термоаномалия, увеличение РГХА и увеличение флуктуации на кривой ЛМ, что подтверждает наличие негерметичности колонны, Все вышеуказанные уменьшения массы металла связаны с коррозией или сильным износом стенок эксплуатационной колонны.	900-1091,5
1049	В интервале 1006,5-1100,0, наблюдается уменьшение массы металла, связанное с коррозией или износом стенок эксплуатационной колонны; экспл, колонна герметична, РГХА отмечается в интервалах 1082,0-1086,4, 1217,5-1230,0м.	0,0-1230,0
1053	Наличие термоаномалии и уменьшение толщины стенки колонны до 4,3мм в интервале 1089,6-1092,6м возможно связано с работой ранее изолированного интервала перфорации либо с сильной коррозией или износом стенок колонны в данном интервале.	8,0-1314,4
1056	В интервале 1076,0-1091,0 м отмечается РГХА.	0,0– 1091,0
1078	В интервалах 1282,0-1286,0, 1292,0-1299,0, 1305,0-1327,0 м возможно нарушение целостности ЭК,	0,0– 1327,0
1248	Перфорация сильно выражена в интервалах 1077,3-1082,4, 1085,4-1094,2м; в интервалах 1028,1-1036,4, 1039,4-1060,3м, наблюдается уменьшение массы металла, связанное с коррозией или износом стенок технической колонны; тех, колонна герметична.	0,0-1096,0

Продолжение таблицы 9.2.9

1	2	3
1255	В интервале 1017,0-1112,4м отмечается увеличение фона РГХА.	8,0– 1112,4
2100	В интервале 1074,0-1081,3м отмечается увеличение фона РГХА.	13,0-1155,6
2133	Увеличение РГХА, наличие термоаномалии и уменьшение толщины стенки скважины в интервалах 1212,4-1215,6, 1249,7-1250,4м до 6,6 мм и 4,1мм соответственно, возможно связаны с нарушением целостности, либо с коррозией или с сильным износом стенок эксплуатационной колонны.	5,0-1260,0
2171	В интервалах: 1237,1-1238,7, 1240,0-1242,4м вероятны нарушения в колонне, Точно определить не представляется возможным из-за сильной коррозии колонны в данных интервалах.	5,0– 1317,8
2266	В интервалах 1267,9-1275,9 наблюдается уменьшение массы металла до 6,2-6,5 мм	860,0-1386,0
2343	В интервале 1119,0-1144,0м отмечается увеличение фона РГХА, Нарушений в колонне не выявлено.	100,0-1311,8
2476	Термоаномалия в интервале 520,0 -560,0 м вероятно связана с литологией, По данным исследованиям ГИС в интервалах 1301,0-1302,5 м, 1311,0-1316,0 отмечается нергерметичность колонны.	1,0-1329,4
2487	В интервале 1152,5-1189,5м наблюдается уменьшение массы металла до 4,5 мм, связанное с сильной коррозией или износом стенок эксплуатационной колонны	0,0-1348,0
2558	В интервалах 1242,0-1308,0 м, наблюдается уменьшение массы металла, связанное с сильной коррозией или износом стенок эксплуатационной колонны.	0,0-1328,0
3050	В интервалах 1035,9-1040,0, 1040,0-1043,7, 1045,7-1078,5м наблюдается уменьшение массы металла, связанное с коррозией или износом стенок эксплуатационной колонны.	6,0-1255,9
3068	наличие термоаномалии и уменьшение толщины стенки колонны в интервале 1216,4-1221,1 м вероятно связаны с негерметичностью колонны	3,0-1328,1
3078б	В интервалах 907,0-908,0, 983,0-984,0, 1233,0-1234,0 м возможно негерметичность в муфтовых соединениях.	0,0– 1365,0
3102	В интервале 1200,7-1203,0м наблюдается термоаномалия и уменьшение толщины стенки колонны до 6,0мм, что вероятно связано с негерметичностью колонны.	10,0-1331,6
3180	Увеличение РГХА, наличие термоаномалии и уменьшение толщины стенки колонны до 5,1мм в интервале 1296,0-1305,8 возможно связано с негерметичностью колонны, В интервале 1293,0-1296,0м отмечается интервал перфорации, Увеличение РГХА наблюдается в интервалах 1284,3-1288,7, 1293,0-1335,8м.	0,0-1367,6

В 64 скважинах прибором К-9 проводилось 84 исследования по контролю проведения перфорации (ПВР), включающий методы ГК, ТМ, БМ, ЛМ (по результатам исследований интервалы перфорации соответствуют заявленным).

Выводы

За период 01.01.2019 – 01.01.2024 гг. на месторождении проведен следующий объем исследовательских работ – в открытом и обсаженных стволах скважин – пробурено 5 новых

скважин – 5031,5032, 5033, 5034 и 5035 с выполнением полного объёма комплексов ГИС; проведено 326 исследований методами ГИС-к в 235 скважинах, из них представляемые впервые (2023 г.) – 37 исследований в 29 скважинах.

Фактическое выполнение работ на месторождении за период 01.01.2019 – 01.01.2024 гг., (табл. 9.2.10) свидетельствует, что на месторождении проводится контроль за разработкой геофизическими методами в достаточном объеме, особенно на территории АО «ТП».

Результаты исследований в добывающих и нагнетательных скважинах, а также рассчитанные коэффициенты охвата выработкой/заводнением горизонтов представлены в табличных приложениях 8 и 9. Средние коэффициенты охвата (Кохв1, Кохв2) пластов-коллекторов рассматриваемых горизонтов (табл. 9.2.2 и 9.2.3) – средние и высокие; в добывающих скважинах – 0,38-1,0 и 0,53-0,74 д.ед,; в нагнетательных скважинах – 0,47-0,82 и 0,48-0,65 д.ед соответственно.

Исследования по определению текущей нефтенасыщенности выполнены в 24 скважинах 24 исследований - АО «ТП» и 2 исследования в двух скважинах (243 и 280) – АО «ПККР». Результаты представлены в табличном приложении 7.

В 21 скважине изучена герметичность ЭК методом ЭМДС, а также в 64 скважинах (84 исследования) проводился контроль проведения перфорации (ТП).

Таблица 9.2.10 - Выполнение мероприятий проектного и фактического комплекса исследований по контролю за разработкой за период 01.01.2019-01.01.2023 гг.

Цель исследований	Категории и виды скважин	Периодичность	Фактическое выполнение
1	2	3	4
Геофизические исследования в открытом стволе			
Комплекс ГИС в открытом стволе		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах.	Пробурено 5 новых скважин (5031,5032,5033 5034,5035) по АО «ПККР»
Определение технического состояния скважины			
Контроль качества цементажа (сцепление с колонной и породой) АКЦ	Во всех категориях скважин	Разовые исследования во всех новых пробуренных, Далее при любых изменениях в работе скважины, не связанных с изменением технологического режима.	АКЦ после обсадки ЭК проведен в 3 новых скважинах (5031, 5033, 5034). Текущий АКЦ проведен в скв. 149 и 280 (ПККР)
Определение технического состояния колонн		Систематические исследования – один раз в год (охват-100% любой категории скважин).	Выполнено в 21 скважине 22 исследования по ТП
Контроль за выработкой пластов			
Определение работающих толщин, профиля притока и интервальных дебитов флюида (серия ТМ, БМ, РГД, СТД, РИ, ВЛ)	При вводе скважины из бурения. Действующий фонд (добывающие)	Фоновые замеры в статике и на режимах отбора, При любых изменениях в работе, не реже 1раза в 2 года.	Выполнено в 68 скважинах 100 исследований по ТП Выполнено в 4 скважинах 10 исследований по ПККР

Продолжение таблицы 9.2.10

1	2	3	4
Определение источника обводнения (серия ТМ, БМ, РГД, ВЛ, РИ)		По необходимости, в случае появления в продукции воды	
Определение работающих толщин, профиля приемистости и интервальных дебитов (серия ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РГД)	Действующий фонд (нагнетательные скв,)	Фоновые замеры в статике и на режимах закачки	Выполнено в 127 скважинах 151 исследование по ТП Выполнено в 40 скважинах 42 исследования по ПККР
Определение температурного режима до и после проведения ГРП, ГК, ВТ, ЛМ	Действующий фонд (добывающие)	По необходимости (до и после проведения ГРП)	
Оценка текущей насыщенности пластов-коллекторов (ИННК)	Действующий фонд (добывающие)	По необходимости (при любых изменениях в работе, выводе из б/д)	Выполнено в 24 скважинах 24 исследования по ТП Выполнено в 2 скважинах 2 исследования по ПККР

Рекомендации

Виды геофизических исследований по контролю за разработкой рекомендуются согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.» [41], периодичность регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному исследованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [36].

Разовые исследования намечаются в скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Систематические исследования необходимо проводить в действующих добывающих, нагнетательных и наблюдательных (контрольных) скважинах с установленной периодичностью.

Перед проведением геофизических исследований в скважинах рекомендуется проводить очистку призабойной зоны, обеспечить герметичность забоя скважин.

Рекомендации по открытому стволу скважин

Для повышения информативности комплекса, выполняемого в *открытом стволе*, и достоверности интерпретации ГИС, недропользователю необходимо повысить требования к подготовке скважин и технологии проведения ГИС (наличие зумпфа не менее 6 м) и сервисным геофизическим компаниям по качеству получаемой информации.

С целью изучения коллекторских свойств пород-коллекторов и полноценного охвата продуктивных горизонтов геофизическими параметрами в проектных скважинах предлагается проводить ранее используемый комплекс промыслово-геофизических

исследований (подраздел 2.2), включающий: ГК (GR), ПС (SPCD), КВ (CALX), ВИКИЗ (M2R1-M2RX), АК (DT), ГГКп+ФЭФ(ZDEN+PE), НК (CNC), Темп (WTBH), инклинометрию (DVOD, DZOD).

При обсадке скважин проводятся исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

Рабочие файлы записи кривых ГИС должны содержать помимо сведений по конструкции скважины, промывочной жидкости, приборах, результаты периодической и полевой калибровок приборов, записи перекрытий с предыдущими замерами длиной не менее 50 м и контрольные замеры длиной также 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний.

Для повышения информативности комплекса, выполняемого в открытом стволе, и достоверности интерпретации геофизических материалов недропользователям необходимо подготавливать скважины с обеспечением благоприятных геолого-технические условий для проведения ГИС.

Рекомендации по закрытому стволу скважин

Проведение геофизических исследований в *закрытом стволе* рекомендуется выполнять как в вышедших из бурения обсаженных скважинах (базовые замеры), так и в эксплуатационных – при любых изменениях технологических показателей скважины, не связанных с изменением режима эксплуатации.

Рекомендуется программа исследовательских работ, аналогичная представленной в Проекте разработки 2019 г, [29] и в Авторском надзоре 2022 г. [34] и в таблице 9.2.10.

Контроль за техническим состоянием скважин первоначально начинается с оценки качества цементажа обсадной колонны; проводится непосредственно после окончания строительства скважины (АКЦ), с дополнением АКЦ одной из модификаций прибора скважинного гамма - дефектомера, В дальнейшем, в течение всего периода нахождения скважины в эксплуатации, при выводе из консервации или при ремонтных работах проводятся исследования по определению ТС (герметичность тела и муфтовых соединений обсадных колонн, состояние цементного камня, наличие заколонных перетоков флюида) методами ЛМ, ГГДТ, ЭМДС, МИД-КС.

В интервале продуктивных горизонтов исследований замеры должны быть выполнены в работающей скважине на спуске и подъеме для подтверждения и уточнения работающих интервалов.

Контроль за выработкой пластов (состоянием профилей притока/приемистости) рекомендуется проводить систематически в добывающих/нагнетательных скважинах в случае, если замечены существенные изменения в технологических показателях работы скважины, Комплекс применяемых методов: ГК (GK, GR); локатор муфт ЛМ; температура ТМ, барометрия (МН), дебитометрия (СТД, РМ), резистивиметрия – (РИ).

Для определения текущей насыщенности коллекторов в продуктивной части разреза выполняется комплекс ГИС, содержащий импульсные виды нейтронного каротажа или углеродно-кислородный каротажи (ИННК, ННК УКК-С/О) и ГК.

Определение *текущего насыщения пластов* (текущее положение контактов) необходимо знать при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации. Проводится в заявленном интервале в статическом режиме импульсными радиоактивными методами (ИНГК, ИННК, УКК/СО). При этом, исследования желательно проводить в скважинах, где продуктивные пласты изучаемого объекта не вскрыты перфорацией.

В таблице 9.2.10 приведены рекомендуемые комплексы геофизических исследований для решения задач по техническому состоянию скважин и подземного оборудования; выработки пластов; текущего состояния характера насыщения пластов и др,; а также их периодичность.

Проводить промыслово-геофизические исследования скважин (в открытом и закрытом стволе) необходимо в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

В зависимости от ситуации, возникшей в скважине в процессе ее работы, все типовые комплексы геофизических исследований скважин подлежат уточнению с представителями геолого-технической службы сервисного геофизического предприятия.

9.3 Физико-химические исследования свойств нефти, нефтяного газа, конденсата и свободного газа

В обязательный комплекс промысловых исследований входит отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

После составления Дополнения к ПР, выполненного по состоянию изученности на 01.01.2021 г. на Юго-Восточной части месторождения Кумколь были отобраны и изучены: проба пластового газа из скважины 5035; 3 пробы конденсата из скважин 5033, 5035; 4 устьевые пробы газа из скважин 5033, 5035 и после сепаратора на ЦППН; 5 устьевых проб нефти из скважин КР-25, КР-26, КР-27, КР-40, КР-41.

Впервые в 2023 г. проведены термодинамические исследования пробы пластового газа.

Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения Кумколь изучены по результатам исследований 184 проб, пластового газа – по 1 рекомбинированной пробе; дегазированной нефти – по 283 пробам, конденсата – по 12 пробам; компонентный состав нефтяного газа – по 130 пробам, состав свободного газа – по 19 пробам.

Нефть месторождения Кумколь является особо легкой, не вязкой, высокопарафинистой, смолистой и малосмолистой, малосернистой и застывающей при относительно высокой температуре. Физико-химические свойства нефти ЮВ участка месторождения Кумколь в поверхностных условиях идентичны свойствам нефти основной части месторождения.

Нефтяной газ «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана и низким содержанием неуглеводородных компонентов.

Учитывая колоссальную обводнённость залежей основной части месторождения, исследования флюидов должны производиться по мере необходимости. Исследование пластовой нефти рекомендуется продолжить по ЮВ участку месторождения Кумколь с целью контроля за изменением физико-химических свойств.

Поверхностные и глубинные пробы отбираются из продуктивной части разреза разведочных и эксплуатационных скважин для последующих лабораторных определений физико-химических свойств и состава пластовых флюидов. Отобранные образцы должны быть представительными, по которым можно охарактеризовать состав и свойства насыщающих пласт нефти и газа.

При невозможности отбора глубинных проб по технологическим или техническим причинам отбор проб флюидов может осуществляться на поверхности для последующей их лабораторной рекомбинации и дальнейших PVT-исследований.

В обязательный комплекс исследований пластовой нефти входит определение следующих параметров: давление насыщения, вязкость и плотность пластовой нефти, газосодержание, объемный коэффициент нефти, усадка нефти, коэффициент сжимаемости нефти, составы выделившегося газа и дегазированной нефти при однократном разгазировании, компонентный состав пластового флюида, а также зависимости газосодержания, объемного коэффициента и плотности пластового флюида от давления.

В полный комплекс также входят исследования физико-химических свойств поверхностных проб нефти/конденсата с определением таких параметров, как плотность, кинематическая вязкость, температура начала кипения и застывания, температура

насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, содержание металлов и др.

Лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб нефти производить по внутренним стандартам аналогичным ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

Все виды исследований пластовых флюидов и поверхностных проб газа и нефти проводить в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

9.4 Физико-химические исследования свойств пластовой воды

При разработке месторождения Кумколь изучение состава и свойств пластовых вод необходимо для определения ресурсов подсчета запасов, контроля над продвижением фронта воды и обводненностью залежей. Для регулирования процесса обводнения необходимо вести систематический контроль режимов работы скважин.

Исследования пластовых и попутно добытых вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки нефтегазового месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по пластовым и попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод. Отбор и исследования проб воды должны осуществляться с периодичностью, указанной в «Единых правилах..» [36].

Контроль за свойствами и составом вод необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (ph) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав (Cl-, SO_4^{2}-, HCO_3-, Ca^{2+}, Mg^{2+} , Na^{+}+K^{+}), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ, компонентный состав;

- микробиологический анализ – определение количества сульфато-восстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды. Требования к качеству закачиваемой воды должны соответствовать требованиям, предъявляемым к водоносным поглощающим горизонтам и соответствовать требованиям по охране окружающей среды.

С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти

компонентный, железа, растворенных CO_2, H_2S, кислорода, а также концентрацию и размер механических примесей. Пробы для анализа отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

По состоянию на 01.01.2024 г. отобраны и проанализированы 109 проб пластовой воды из 64 скважин.

Виды исследований	Периодичность	Выполнение исследований
Отбор и химический анализ проб пластовой и попутно-добытой воды	Пробы воды следует отбирать ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения - ежемесячно (на полный анализ).	По состоянию на 01.01.2024г отобраны и проанализиро-ваны 109 проб пластовой воды из 64 скважин.

Рекомендации:

- производить отбор и исследование проб воды из всех скважин с обводненной продукцией для изучения источников обводнения и принятия соответствующих мер, с целью контроля гидрогеологической обстановки месторождения и пополнения информации о количественной и качественной характеристике пластовых вод;

- продолжить изучение поступающей водной продукции на компонентный состав, микрокомпоненты, pH-среду и другие параметры в целях определения характера попутной воды и определения степени обводненности скважинной нефтегазовой продукции.

9.5 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования на месторождении Кумколь необходимо осуществлять как путем определения параметров их работы, так и при непосредственном их обследовании со спуском скважинных глубинных приборов. Результаты технического состояния скважин необходимо использовать при проведении внутрискважинных мероприятий и планово-предупредительных ремонтов.

При контроле за эксплуатацией добывающих скважин необходимо проводить регулярный замер дебитов жидкости, нефти и газа, определять обводнённость продукции, содержание механических примесей, фиксировать параметры устьевых, затрубных и межколонных давлений, положения динамического уровня, по результатам которых намечать геолого-технические мероприятия и корректировать режим эксплуатации скважин для обеспечения бесперебойной добычи.

Для контроля за эксплуатацией, а также учета добываемой продукции и выполняемых геолого-технических мероприятий недропользователю необходимо вести и хранить на протяжении всего периода операций по недропользованию следующую документацию по месторождению в электронном и бумажном формате:

1. ежесуточный и ежемесячный рапорт по учету (измерению) добытой нефти, газа и воды по месторождению;
2. технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин;
3. файл учета проводимых КРС и ПРС;
4. файл учета ГТМ;
5. файл учета проведения геофизических исследований и др.

По предоставленным информации на 01.01.2024 г. на контрактных территориях АО «ПККР» и АО «ТП» по добывающим и нагнетательным скважинам периодически проводятся исследования, с целю контроля и оптимизации работы скважин с глубинными приборами для измерения пластовой давлении и температуры. По полученным значениям пластовой давлений и температуры, расчетным путем, определяются статические и динамические уровни и устанавливаются необходимый режим работы скважины.

По предоставленной информации недропользователем проводятся мероприятия по борьбе с осложнением при эксплуатации скважин. С целью обеспечения бесперебойной работы скважин для борьбы с парафинообразованием в скважинах периодично проводят обработку горячей водой (ОГВ).

Для борьбы с осложнениями и их последствиями на месторождении проводились геолого-технические мероприятия (ГТМ), капитальные ремонты скважин (КРС) и текущие ремонты скважин (ТРС).

Фонтанный способ эксплуатации

Контроль работы наземного оборудования фонтанных скважин осуществлялся путем наблюдения за давлением на буфере, в затрубном пространстве, измерением забойного давления, пластового давления, дебита нефти, газа и воды. Одновременно проводились визуальные наблюдения за исправностью устьевого оборудования, измерительных приборов, средств автоматики, выкидных линий, газосепараторов и в необходимых случаях проводился их текущий и мелкий ремонт.

СШНУ

При осмотре работающего станка-качалки оператор должен проверять:

- наличие вибрации;
- состояние резьбовых соединений (простукиванием);

- проверить наличие уровня масла один раз в 7 дней в редукторе;
- проверить наличие нехарактерных шумов и определить их источник;
- натяжение клиновых ремней один раз в месяц (опробованием). В случае необходимости ремни заменить;
- при наличии утечки устранить сальниковое уплотнение/арматуру.

УЭЦН

В соответствии с паспортными характеристиками УЭЦН контроль за состоянием его работы заключается в следующем:

- Не реже одного раза в неделю замеряют подачу насоса.
- При спуске установки, а также еженедельно замеряют напряжение и силу тока электродвигателя.
- При сопротивлении изоляции 50 кОм и ниже скважинный агрегат поднимают.
- При отключении установки повторно пускают ее только после предварительного замера мегомметром сопротивление изоляции системы «кабель-двигатель».
- Периодически очищают аппаратуру станции управления от пыли и грязи, подтягивают ослабевшие и зачищают подгоревшие контакты, проверят затяжку болтов на вводе и выводе и перемычках трансформатора или автотрансформатора (обесточенных).
- Устраняют все другие неисправности УЭЦН согласно инструкции по эксплуатации.

ВШНУ

Все данные по скважинам: даты запусков и остановок, причины остановок, сведения о текущих и капитальных ремонтах, режимах работы, изменение диаметра шкива, исследовании скважин заносятся в журнал замеров. Профилактический осмотр наземного оборудования желательно осуществлять не реже 1 раза в три дня оператором по добыче нефти. При осмотре наземного привода оператору необходимо:

- проверить наличие вибрации;
- проверить наличие необычных шумов и определить их источник;
- устранить при наличии утечки через сальниковое уплотнение и арматуру;
- проверить наличие масла в редукторе.

Технологическим службам необходимо периодически осуществлять контроль за работой ВШНУ и при необходимости, в соответствии с паспортными рекомендациями

осуществлять замену масла в редукторе, замену уплотнений в сальниковой коробке и смазку механизмов.

Контроль технического состояния наземного и подземного оборудования являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей.

Данные о результатах систематического контроля режимов эксплуатации скважин, проводимых на них ремонтах, изменениях режимов, фиксируются в специальных журналах и рапортах. Зафиксированные данные о работе скважин за весь период эксплуатации могут служить исходным материалом при установлении оптимального режима работы, как данной скважины, так и других скважин, находящихся в аналогичных условиях, а также позволят правильно вести разработку всего месторождения в целом.

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность проблемы охраны окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном ведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностную гидросферу, подземные воды, флору, фауну, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разработки месторождения.

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь посостоянию на 01.01.2024 г.».

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в «Отчете о возможных воздействиях к Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь посостоянию на 01.01.2024 г.», в которой подробно рассмотрены предварительные качественные и количественные характеристики воздействия на компоненты окружающей среды, а также определены потенциально возможные направления изменений в компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды.

10.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Кумколь открыто, в феврале 1984 года, Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Южказгеология» Министерства геологии РК. Получение из скважины № 1р Кумколь фонтанного притока нефти подтвердило промышленную нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины в Казахстане.

В 1985 году институтом КазНИПИнефть выполнен проект пробной эксплуатации месторождения и схема развития района. С самого начала, эксплуатацией месторождения Кумколь занималось ГАО «Южнефтегаз», которое в 1995 году совместно с НК «ЛУКойл» (РФ) создали совместное предприятие АО «Кумколь ЛУКойл» для добычи нефти в северной части месторождения Кумколь, составляющей около 47% от первоначальных запасов, или 51% от остаточных запасов на тот период.

В настоящее время месторождение Кумколь разрабатывается двумя Недропользователями: ***АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум».***

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляет разработку месторождения на основании Контракта с Компетентным органом за № 4886 - УВС от 14.01.1921г. на проведение добычи углеводородов в юго-восточной части нефтегазоконденсатного месторождения Кумколь. Срок действия Контракта на недропользование до 01.02.2043 года.

АО «Тургай-Петролеум» осуществляет разработку месторождения Кумколь на основании Контракта на добычу углеводородного сырья (УВС) №4878-УВС, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 3 декабря 2020 года. Срок действия контракта на недропользование АО «Тургай-Петролеум» (АО «ТП») до конца 2030 года. Текущий горный отвод был выдан в декабре 2020 г. Также горный отвод включает в себя Северо-Западную часть месторождения Кумколь. (площадь горного отвода 15937 га, глубина отвода минус 1350 м).

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского области ранее именовавшейся Карагандинской областью Республики Казахстан и относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года No 108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»). Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км^2.

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-западу – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

Нефть доставляется через нефтепровод Кумколь–Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар–Шымкент.

Территория месторождения Кумколь приурочена к поверхности обширной озерной котловины. В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106 – 160 м над уровнем моря. К югу от контрактной территории расположен песчаный массив Арыскум, сложенный полузакрепленными грядово-бугристыми песками и почти полностью высохшим соленым озером Арысь. Абсолютная отметка самой возвышенной части 240,1 м. Минимальная

абсолютная отметка котловины 75,1 м.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

К постоянным водным источникам на объектах АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» относятся скважины технического, хозяйственного и питьевого водоснабжения. Для водоснабжения системы ППД используются технический подземный водозабор с 11 скважинами, производительность каждой – 1512 м3/сут., на существующее положение в работе находятся 5 скважин, подача воды на БКНС осуществляется по водопроводу диаметром 300 мм и протяженностью 1,72 км. Хозяйственно-бытовое водоснабжение осуществляется из водозаборных скважин, располагающихся в 26,5 км от промышленной зоны. Вода из скважин по трубопроводу поступает в 2 резервуара объемом 700 $м^3$ каждый, далее в установку по очистке воды и насосную станцию водоснабжения, подающую воду в объединенную сеть хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода. На объектах АО «Тургай-Петролеум» забор воды проводится на участках действующих водозаборов: технический водозабор для производственно-технического водоснабжения, технический водозабор опорной базы месторождения и хозпитьевой водозабор в г.Кызылорде.

Для осуществления своей производственной деятельности АО «Тургай-Петролеум» использует подземные воды Кумкольского, Кызылкумского и Кызылжарминского (г.Кызылорда) месторождений подземных вод.

Техническое водоснабжение групповых установок, ДНС, УПСВ, УППН и опорной базы осуществляется из двух скважин № 8вз, 1695. Все скважины оборудованы насосами марки «Grudfos SP 17-14» производительностью 63 $м^3$/час и напором 270 м.

Климат района резко континентальный. На территории района лето жаркое и продолжительное. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 ^oC, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42^oC. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 ^oC. Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные. Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Джусалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек.

В разрезе месторождения Кумколь установлена промышленная нефтегазоносность в меловых, юрских и палезой-протерозойских отложениях.

В меловых отложениях выделяются два продуктивных горизонта (М-I и М-II), в юрских отложениях - девять продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2 и Ю-V-1-3) и в палезой-протерозойских отложениях – один продуктивный горизонт (PZ).

К горизонтам М-I, М-II, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ приурочены нефтяные залежи, к горизонтам Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV - газонефтяные. Залежи горизонтов М-I, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV - пластовые сводовые, большинство тектонический экранированные, залежи горизонтов М-II, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ - массивного типа.

В палезой-протерозойских отложениях горизонт выявлен на стадии эксплуатационного разбуривания, за счет углубления эксплуатационных и бурения новых скважин.

В юго-восточной части месторождения Кумколь после выполнения работы пробурены скважины 2000, 2001, 5016, 5017, 5018, 5020, в разрезах которых в работе впервые выделены залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3, и оценены запасы по ним.

Выделение объектов эксплуатации основано на многолетнем опыте разработки и проектирования месторождения Кумколь с 1989 г. В настоящее время месторождение Кумколь разрабатывается на основе проекта разработки, в котором выделено четыре эксплуатационных объекта.

В настоящее время месторождение Кумколь разрабатывается на основе «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь», утвержденной МИиНТ Республики Казахстан (протокол № 04-0/9230-вн от 26 октября 2021 г.).

Согласно работе, Юго-Восточную часть Кумколь добавили к месторождению Кумколь. С учётом вышеизложенного объекты разработки представлены в следующем порядке:

I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;

II объект –газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;

III объект –газонефтяная залежь Ю-III горизонта;

IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

10.2 Краткая характеристика климатических условий района

Климат района резко континентальный. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе. На территории района лето жаркое и продолжительное.

Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 ^{o}C, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42^{o}C. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 ^{o}C. Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 1.1.2.1. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8^{o}C, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от 27 до 29^{o}C. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 ^{o}C, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6^{o}C. Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха представлены в таблице 1.1.2.2. Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность < 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72-86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%. Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

Ветровой режим. Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления. Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек.

Атмосферные осадки. Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют

существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм . Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, малодоступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года. Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Джусалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта.

10.3 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу

В период разработки месторождения Кумколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий. Проектируемое предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов носят организационно-технический характер. При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных

веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;

- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи

информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;

10.3.1 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) на месторождении являются: пыльные бури; штормовой ветер; штиль; температурная инверсия; высокая относительная влажность (выше 70 %).

В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;

- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;

- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

10.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»:

К постоянным водным источникам на объектах АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» относятся скважины технического, хозяйственного и питьевого водоснабжения. Для водоснабжения системы ППД используются технический подземный водозабор с 11 скважинами, производительность каждой – 1512 м^3/сут., на существующее положение в работе находятся 5 скважин, подача воды на БКНС осуществляется по водопроводу диаметром 300 мм и протяженностью 1,72 км. Хозяйственно-бытовое водоснабжение осуществляется из водозаборных скважин, располагающихся в 26,5 км от промышленной зоны. Вода из скважин по трубопроводу поступает в 2 резервуара объемом 700 м^3 каждый, далее в установку по очистке воды и насосную станцию водоснабжения, подающую воду в объединенную сеть хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода.

На производственных объектах используются системы хозяйственно–бытовой и производственной канализаций: хозяйственно-бытовая канализация предназначена для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод от объектов Вахтового поселка и промышленной зоны месторождения. Водоотводящая сеть решена в 2-х системах – самотечной и напорной. Хозяйственно-бытовые стоки вспомогательных производств поступают на биопруды по напорным трубопроводам от 2-х канализационных насосных станций, оборудованных решетками. Система водоотведения от вахтового поселка, и некоторых участков на промысле – самотечная. Нецентрализованные стоки отводятся на местные локальные очистные сооружения – септики. Вывоз стоков из септиков на конечный приемник сточных вод - биопруды осуществляется вакуумной ассенизационной машиной.

АО «Тургай-Петролеум»:

На объектах АО «Тургай-Петролеум» забор воды проводится на участках действующих водозаборов: технический водозабор для производственно-технического водоснабжения, технический водозабор опорной базы месторождения и хозпитьевой водозабор в г.Кызылорде.

Для осуществления своей производственной деятельности АО «Тургай-Петролеум» использует подземные воды Кумкольского, Кызылкумского и Кызылжарминского (г.Кызылорда) месторождений подземных вод.

Техническое водоснабжение групповых установок, ДНС, УПСВ, УППН и опорной базы осуществляется из двух скважин № 8вз, 1695. Все скважины оборудованы насосами марки «Grudfos SP 17-14» производительностью 63 м^3/час и напором 270 м.

На предприятии функционирует система водоснабжения – кольцевая, между насосной и сетью расположена водонапорная башня, которая предназначена для регулирования неравномерности водопотребления, хранения неприкосновенного запаса воды, создания необходимого напора в водопроводной сети. Подача воды в бак из водопроводной сети и поступление регулирующего запаса воды из бака осуществляется по подающее-разводящему трубопроводу.

В результате производственной и хозяйственной деятельности АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» на Контрактной территории формируются следующие категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды от вахтового поселка, от офисных помещений, участка подготовки и перекачки нефти(УППН) и производственной базы.

- производственные стоки после промывки фильтров от станций водоподготовки (установка обратного осмоса).

На опорной базе предприятия АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» функционирует система хозяйственно-бытовой канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные стоки самотеком поступают в приемный резервуар КНС №1. Из резервуара КНС №1 стоки насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки сточных вод.

Конечными приемниками биологически очищенных сточных вод опорной базы и стоков от промывки фильтров установок водоподготовки (установки обратного осмоса– ВОС) являются существующие пруды накопители(испарители) замкнутого типа №1 и №2.

В районе расположения Контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» и прилегающих территорий отсутствует постоянная гидрографическая сеть.

Производительность технологической линии – 150 м^3/сут (6,25 м^3/ч). Очищенные сточные воды сбрасываются в пруд-накопитель №1.

Существующие пруды накопители №1 и №2 являются конечными приемниками биологически очищенных сточных вод опорной базы и части стоков от промывки фильтров участка водоподготовки (установки обратного осмоса – ВОС-1) по выпускам № 1 и № 2.

Мероприятие:

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Кумколь рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.

- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

10.5 Природоохранные мероприятия по сохранению недр

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;

- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

10.6 Мероприятия по уменьшению вредного воздействия отходов на окружающую среду

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»:

Цель экологической политики АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» в области обращения с отходами состоит в максимальном снижении отрицательных воздействий отходов на окружающую среду на основе совершенствования методов управления отходами, минимизации количества образования отходов, снижения уровня их опасности.

Управление отходами производства и потребления в АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» является неотъемлемой частью общей системы административного управления компании, обеспечивающей комплексный подход к решению проблем экологически безопасного удаления, обезвреживания и утилизации отходов.

Управление отходами ведется компанией в соответствии с требованиями законодательства в области качества, охраны окружающей среды, охраны здоровья и техники безопасности.

Система управления отходами производства и потребления АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» предусматривает:

- обеспечение производственного контроля над процессом обращения с отходами;
- разработку и утверждение распорядительных документов по определению функций, должностных лиц и персонала, ответственных за осуществление обращения с отходами (включая учет и контроль);
- разработку и утверждение технической и технологической документации предприятия по обращению с отходами;
- оборудование и содержание площадок (мест) накопления отходов в соответствии с экологическими и санитарно-гигиеническими требованиями РК;
- получение разрешительных документов (в случае необходимости);
- регистрацию информации об отходах в журналах учета движения отходов, своевременная сдача отчетности.

АО «Тургай-Петролеум»:

Процесс управления отходами на территории АО «Тургай-Петролеум» регламентируется нормативными документами и положениями «Программы управления отходами АО «Тургай Петролеум».

Предприятие АО «Тургай-Петролеум» не имеет собственных объектов размещения отходов и специально оборудованных мест хранения с установленными сроками хранения.

Все отходы собираются до формирования объема транспортной партии в местах сбора отходов, а затем в соответствии с договорами передаются подрядным и специализированным организациям вместе с правом на собственность для оказания услуг по утилизации и захоронению отходов.

Все отходы подлежащие размещению, передаются на договорной основе с отчуждением прав собственности на них подрядным и специализированным организациям.

Данная система управлением отходами производства и потребления позволяет минимизировать воздействие отходов на компоненты окружающей среды, посредством системного подхода к их обращению.

В целом на месторождении Кумколь действует хорошо отлаженная система по организации сбора и удаления всех видов отходов. Эта система предусматривает планы сбора, хранения, транспортирования для утилизации и захоронения (ликвидации) отходов, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления.

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

10.7 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;

- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью ≤ 30 %.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными

спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышаться установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

10.8 Радиационная безопасность

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения на период разработки могут быть:

- технологическое оборудование;
- эксплуатационные скважины;

При добыче нефти на нефтедобывающих предприятиях в окружающую среду поступают природные радионуклиды. Радионуклиды осаждаются на территории организации и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь до уровней, при которых возможно загрязнение окружающей среды.

Первичными источниками радиоактивного загрязнения являются пластовые воды, поступающие в процессе их эксплуатации на поверхность. Пластовые воды сами по себе не представляют радиационной опасности из-за низких содержаний радионуклидов и исключения их из использования для бытовых нужд. Резкое изменение их физико-химического состояния при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт. Многократный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, - возрастанию их удельной активности. Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную опасность.

Возможность превышения уровня вмешательства по радиационной опасности технологического оборудования и грунтов обуславливает необходимость систематического

наблюдения за изменением их радиационных характеристик.

Анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации на контрактной территории позволяет сделать вывод, что в целом территория месторождения не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении и в дальнейшем будет проводиться радиационно-дозиметрическое обследование технологического оборудования и производственной территории.

10.9 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс.

Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;

- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

С целью снижения негативного воздействия, должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия (строительство скважин, установка технологического оборудования).

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится по отдельным, специально разрабатываемым проектам. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт. При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума. С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

10.10 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Основными факторами воздействия на растительность при разработке месторождения будут являться:

1. *Механические нарушения*, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

2. *Дорожная дигрессия*. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением

выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. *Загрязнение растительности*. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировки нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;

- ❖ контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- ❖ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ❖ проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен;
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Воздействие на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ➢ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ➢ воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- ➢ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.
- проведение мониторинга животного мира.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

10.11 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологичных технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации на месторождении.

10.12 Заключение

При реализации проектных решений на месторождении Кумколь важнейшими экологическими аспектами являются: охрана атмосферного воздуха, водных ресурсов, недр, охрана почвенных и растительных ресурсов, охрана животного мира, охрана природной среды при хранении и утилизации отходов производства, радиационный контроль.

Рекомендуемые природоохранные мероприятия в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на компоненты окружающей среды формируют систему экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность

последствий техногенного вмешательства и уменьшить воздействие на объекты окружающей среды в районе месторождения.

Тщательное выполнение природоохранных мероприятий позволит своевременно выявить, устранить или свести к минимуму воздействие на окружающую среду и обеспечить экологическую безопасность месторождения и его объектов.

Таким образом, при соблюдении норм технической и экологической безопасности при реализации проектных решений не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения Кумколь.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Проектным документом, на основе которого осуществляется разработка месторождения Кумколь, является «Дополнение к проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г.» [32], утвержденный ЦКРиР Республики Казахстан (Протокол №18/2 от 26.10.2021 г.).

С целью выполнения основных задач доразведки месторождения, вытекающих из степени его изученности, недропользователям (Протоколом ГКЗ РК №2069-19-У и Протоколом ГКЗ РК №2219-20-У) рекомендовано [28, 31]:

- с целью определения петрофизических свойств продолжить отбор керна, выполнить комплекс стандартных и специальных исследований для уточнения ФЕС;

- исследовать керн палеозой-протерозойских отложений с целью изучения ФЕС;

- провести отбор и исследование пластовой нефти продуктивного горизонта Ю-IV-1-1;

- провести газоконденсатные исследования, продолжить изучение состава и свойств газа Ne-5 и Ne-6 продуктивных горизонтов;

- продолжить изучение структурно-тектонической, геологической модели северной части месторождения;

- при совместном испытании/эксплуатации нескольких пластов-коллекторов необходимо провести работы по определению профиля притока для последующего учета выработки запасов;

- провести испытание пластов-коллекторов ранее не испытанных, путем дострела или дифференцированного испытания;

С целью продолжения изучения структурно-тектонического строения месторождения в северной части месторождения недропользователем ведется актуализация и уточнение геологической модели, а в юго-восточной – предусматривалось [32] бурение эксплуатационных скважин.

В рамках Дополнения к Проекту разработки [32], утверждённого в 2021 году, было отражено, что учитывая распространение в северо-западной части залежи Ю-I горизонта за границу Горного отвода и с целью уточнения геологического строения и оконтуривания площади запасов (определения контура ВНК), имеется необходимость расширения границ Горного отвода по площади. Доразведка участков залежей, оцененных по категории C_2, в Юго-Восточной части месторождения предусматривалась за счет бурения проектных эксплуатационных скважин.

В Юго-восточной части месторождения Кумколь за период с 01.01.2021 по 01.01.2024 гг. пробурены скважины 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035.

Во исполнение вышеуказанных рекомендаций отбор и исследование керна на месторождении за период после выполнения работы [28] мог быть проведен только в Юго-Восточной части месторождения, где проводилось бурение. Бурение первых скважин на этом участке установило непродуктивность палеозойских отложений, вследствие чего отбор керна проводился в юрских отложениях в скважинах КР-26 (16,3 м керна) и КР-40 (25,3 м керна). На керне проведены стандартные и специальные исследования. В 2023 г. в юрских отложениях отобрано 2,75 м керна из скважины 5031 и 9 м керна из скважины 5033. Керн на дату составления настоящего отчета находится на исследовании.

Также на Юго-Восточном участке проведены отбор и исследования проб флюидов. Доизучение характеристик флюидов продуктивных горизонтов на Юго-Восточном участке производится планомерно с проведением их опробования и вводом в эксплуатацию.

По результатам ГИС и опробования в скв. 5031 и 5032, пробуренным в пределах ранее установленных контуров продуктивности, нефтеносность не подтвердилась. С учетом полученных результатов на Юго-Восточном участке рекомендуется провести пересчет запасов.

Также после выполнения работы [28] на месторождении проведены работы по дострелу интервалов горизонтов, исследования по анализу состава воды, ГДИС и замеры пластового давления проводятся на регулярной основе.

На месторождении рекомендуется продолжить выполнение вышеуказанных рекомендаций, а также продолжить контроль за свойствами нефти и составом пластовой воды (с исследованиями по определению микрокомпонентов).

В ходе получения новых данных по результатам переинтерпретации сейсмических материалов возможно, определение новых мест заложения оценочных скважин. В случае обнаружения новых залежей УВС или перспективных объектов на получение нефти или газа в результате бурения оценочных скважин в пределах Горного отвода месторождения, предусмотреть их испытание с целью оценки и доизучения месторождения с целью детализации геологического строения и определения контуров нефтеносности.

С целью доразведки за период с 01.01.2019 г. по 01.01.2023 г. дополнительно были проанализированы четыре пробы газа по две из скважин 100 и 280. В 2023 г. составлен «Анализ разработки газовых залежей верхнего неокома месторождения Кумколь» (Протокол ЦКРР РК №40/1 от 25 мая 2023 г.). Основными задачами работы были выявление причин отсутствия притоков газа при вводе новых скважин и анализ текущего состояния

разработки газовых залежей месторождения, обоснование нерентабельности дальнейшей эксплуатации газовых залежей, в связи с отсутствием притока газа и обводненностью, а также выдача рекомендаций по дальнейшему развитию ситуации по освоению данных залежей. В рамках работы был рассмотрен вариант с переводом из наблюдательного фонда скважины 243 в случае получения положительного результата ИНГК и наличия остаточных запасов. Однако, результаты технико-экономического анализа показали отрицательное значение Чистой приведенной стоимость (NPV). В связи с чем даже в случае положительного исхода проведенных мероприятий экономически разработка данных залежей нецелесообразна. На этом основании дальнейшие мероприятия по доразведке N-5 и N-6 продуктивных горизонтов не были рекомендованы. ЦКРР РК рекомендовано в случае неподтверждения остаточной газонасыщенности по результатам предусмотренного комплекса исследовательских работ (исследования ИНГК и др.) провести Пересчет запасов свободного газа.

В 2022-2023 гг. АО «ТП» изучив имеющиеся материалы (анализ керна, записи ГИС в открытом стволе, заключение ГТИ) обнаружило, что во многих скважинах месторождений Кумколь есть сведения о увеличении газосодержания до 97-100 % (метан) (рис. 11.1) по данным проведенных геохимических исследований и имеются перспективы опробования данных пластов за пределами утвержденного контура нефтеносности.

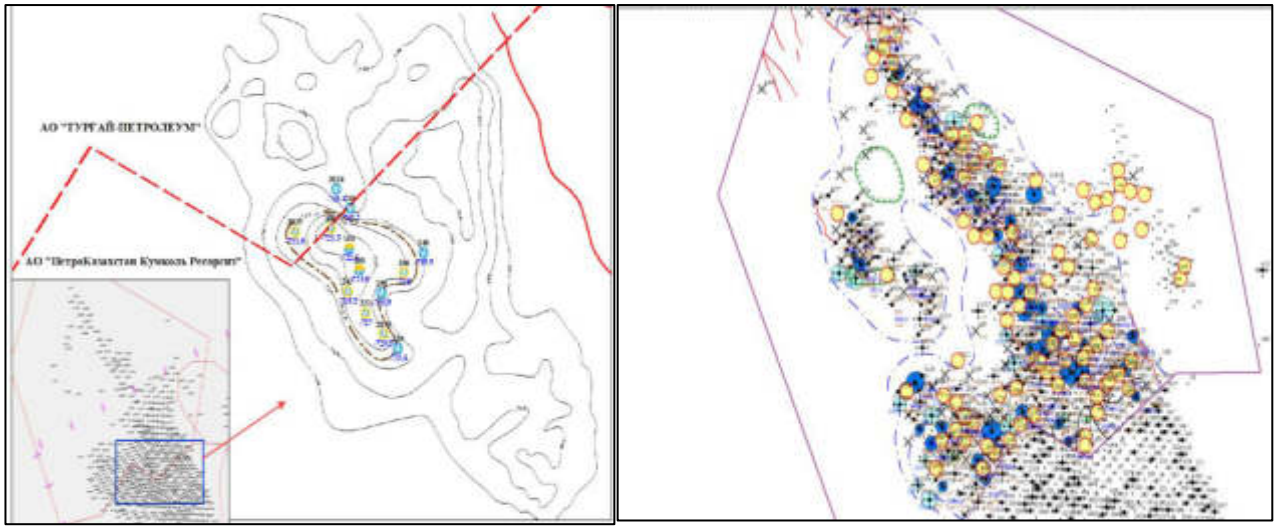


Рисунок 11.1 – а) Фрагмент структурной карты по кровле горизонта N-5 (верхний неоком); б) Обзорная карта месторождения Кумколь со скважинами с признаками газосодержания в верхнем неокоме (отмечены желтым).

На 2024-2025 гг. АО «ТП» запланировано Комплексное геологическое изучение данных 3Д и оценка потенциала целевых пластов для решения задач доразведки

месторождения Кумколь (контрактная территория АО «ТП») с актуализацией структурных карт, определением участков с распространением потенциально продуктивных пластов.

В связи с этим планируется провести мероприятия по доразведке и опробованию пластов в пробуренных скважинах, вскрывших отложения верхнего неокома, в которых обнаружены интервалы с газосодержанием. В целях доизучения (доразведки) участка добычи и уточнения геологического строения и запасов месторождения углеводородов в соответствии с действующим законодательством, оценки потенциальных ресурсов газа и разработки верхнего неокома АО «ТП» планирует в бездействующих и в наблюдательных скважинах провести геофизические исследования - запись ГИС-АКЦ методом СГДТ/ЭМДСТ и запись ЛМ. Целью исследования методами СГДТ/ЭМДСТ – является уточнение качества сцепления колонна-порода и плотности цемента за колонной во избежание МКД при и после ПВР. Целью записи ЛМ – наличие двойной колонны в интервалах верхнего неокома. Комплекс ГИС может вносится изменения при возникновении необходимости.

По результатам комплексного изучения провести мероприятия по доразведке и опробования пластов. ПВР планируется провести на НКТ (на депрессии). После освоения АО «ТП» планирует провести полномасштабное исследование для выделения ГВК, для определения мощности пласта и построение структурной карты для подсчета запасов свободного газа газовой залежи верхнего неокома, а также запланирован отбор глубинных проб и проведение газоконденсатных исследований.

В ходе получения новых данных по результатам переинтерпретации сейсмических материалов возможно определение новых мест заложения оценочных скважин, углубление скважин или забурки боковых стволов. В случае обнаружения новых залежей УВС или перспективных объектов на получение нефти или газа в результате бурения оценочных скважин, углубления забоев и другой реконструкции стволов скважин, в пределах Горного отвода месторождения, необходимо предусмотреть их испытание с целью оценки и доизучения месторождения, детализации геологического строения, определения контуров нефтеносности и инициирование мероприятий по В связи с извлечением более 89% утвержденных извлекаемых запасов нефти на территории АО «Тургай-Петролеум» в дальнейшем планируется разработка газа газовых шапок. Для обеспечения последующей рациональной разработки запасов газа АО «Тургай-Петролеум» в 2025 году планирует провести доизучение в зоне газовых шапок путем перевода бездействующих скважин. Цели доизучения будут направлены на определение:

- текущего положения ГНК;
- текущего газового фактора;

- влияния на энергетику пласта по ближайшим скважинам;
- свойств газа (отбор проб).

Указанные мероприятия планируется провести при совместном согласовании недропользователями. Во время проведения мероприятий в зоне газовой шапки располоджение скважин-кандидатов для перевода рекомендуется выбирать не менее чем в 500 метрах от границы Контрактной территории АО «ПККР».

Ввиду высокой изученности месторождения, также рекомендуется предусматривать возможность доизучения месторождения в рамках бурения проектных эксплуатационных скважин. При выявлении перспективных интервалов нефтегазоносности по результатам геофизических исследований в скважинах рекомендуется провести испытание пластов со сроком не более девяносто дней с целью доизучения и оценки потенциальных возможностей пластов. В скважинах рекомендуется проведение исследованиий по определению характера насыщения и продуктивных возможностей пластов, ГДИС методом МУО/КВД при фонтанировании скважины. Также рекомендуется отобрать кондинционные пробы нефти, газа и воды и проводить их исследования.

12 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд, были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на демонтаж оборудования;
- рекультивация нарушенных земель;
- платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли, платежи за выбросы от демонтажных работ и размещение отходов.

12.1. Затраты на ликвидацию скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин с учетом платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин.

Количество добывающих и нагнетательных скважин по АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз», подлежащих ликвидации – 372 единиц, водозаборных скважин – 15 единиц.

Стоимость затрат по ликвидации одной добывающей и нагнетательной скважины составит – 3 611,6 тыс.тенге.

Стоимость затрат по ликвидации одной водозаборной скважины составит – 2 700 тыс.тенге.

Затраты на ликвидацию добывающих и нагнетательных скважин составят:

372 ед. 3 611,6 тыс. тенге=1 343 501,75 тыс.тенге*

Затраты на ликвидацию водозаборных скважин составят:

15 ед. 2700 тыс. тенге=40 500 тыс.тенге*

Количество добывающих и нагнетательных скважин по АО «Тургай-Петролеум», подлежащих ликвидации – 600 единиц.

Стоимость затрат по ликвидации одной скважины с учетом технологических объектов и трубопроводов составит – 8 465,0 тыс.тенге.

Затраты на ликвидацию скважин с учетом технологических объектов и трубопроводов составят:

600 ед. 8 465,0 тыс. тенге=5 079 000,00 тыс.тенге*

В таблице 12.1.1 представлен расчет платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз».

Таблица 12.1.1 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз»

№ п/п	Наименование	Норматив, тенге/скв.	**Всего, тыс.тенге**
1	Норматив платежа за выбросы в атмосферу при демонтажных работах	70 416	27 251,0
2	Норматив платежа за размещение отходов	11 601	4 489,6
Всего платежи за демонтажные работы и размещение отходов			**31 740,6**

В таблице 12.1.2 представлен расчет платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение для АО «Тургай-Петролеум».

Таблица 12.1.2 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов АО «Тургай-Петролеум»

№ п/п	Наименование	Норматив, тенге/скв.	**Всего, тыс.тенге**
1	Норматив платежа за выбросы в атмосферу при демонтажных работах	70 416	42 249,6
2	Норматив платежа за размещение отходов	11 601	6 960,6
Всего платежи за демонтажные работы и размещение отходов			**49 210,2**

12.2. Расчет затрат на демонтаж объектов наземного обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства определена стоимость демонтажа наземных объектов.

Общая стоимость демонтажа наземного обустройства промысла по АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз» составила 239 133,31 тыс.тенге.

Общая стоимость демонтажа наземного обустройства промысла по АО «Тургай-Петролеум» составила 226 708,23 тыс.тенге.

12.3. Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно главе 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на одну тонну добытых углеводородов.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз» приведен в таблице 12.3.1.

Таблица 12.3.1 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз»

Показатели	Ед. измерения	Значение
Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	1 343 501,84
Стоимость рекультивации нарушенных земель	тыс.тенге	95 317,840
Стоимость демонтажных работ объектов обустройства	тыс.тенге	429 464,23
Всего сметная стоимость, без учета НДС на дату составления проекта	тыс.тенге	1 908 783,82
Затраты за выбросы вредных веществ и размещение отходов при ликвидации объектов обустройства	тыс.тенге	31 740,58
Всего отчислений для ликвидации последствий недропользования на дату составления проекта	тыс.тенге	**1 940 524,40**
Накопленная сумма отчислений на 01.01.2024 г.	тыс.тенге	224 640,62
Всего сумма отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования 2024-2155 г.г., без учета НДС на дату составления проекта	**тыс.тенге**	**1 715 883,78**
Фактические отчисления в 2024 г.	тыс.тенге	47 942,83
Всего сумма отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования 2025-2155 г.г., без учета НДС на дату составления проекта	**тыс.тенге**	**1 667 940,95**
Проектируемая суммарная добыча нефти за прибыльный период (2025-2155 гг.)	тыс.тонн	2 970,79
Базовый норматив отчислений для ликвидации последствий недропользования	**тенге/тонну нефти**	**561,45**

Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования по АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз» составит – 561,45 тенге/тонну.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования по АО «Тургай-Петролеум» приведен в таблице 12.3.2.

Таблица 12.3.2 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд АО «Тургай-Петролеум»

Показатели	Ед. измерения	Значение
Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	5 079 000,00
Стоимость рекультивации нарушенных земель	тыс.тенге	59 923,02
Стоимость демонтажных работ объектов обустройства	тыс.тенге	944 642,27
Всего сметная стоимость, без учета НДС на дату составления проекта	тыс.тенге	6 083 565,29
Затраты за выбросы вредных веществ и размещение отходов при ликвидации объектов обустройства	тыс.тенге	49 210,20
Всего отчислений для ликвидации последствий недропользования на дату составления проекта	тыс.тенге	**6 132 775,49**
Накопленная сумма отчислений на 01.01.2024 г.	тыс.тенге	1 772 444,44
Всего сумма отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования 2024-2138 г.г., без учета НДС на дату составления проекта	**тыс.тенге**	**4 360 331,05**
Фактические отчисления в 2024 г	тыс.тенге	306 616,50
Всего сумма отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования 2025-2138 г.г., без учета НДС на дату составления проекта	**тыс.тенге**	**4 053 714,55**
Проектируемая суммарная добыча нефти за прибыльный период (2025-2138 гг.)	тыс.тонн	5 247,35
Базовый норматив отчислений для ликвидации последствий недропользования	**тенге/тонну нефти**	**772,53**

Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования по АО «Тургай-Петролеум» составит – 772,53 тенге/тыс.м^3.

В таблице 12.3.3. представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам для АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз».

Таблица 12.3.3 Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам с учетом инфляции

Годы	Проектируемый уровень добычи тыс.тонн	Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования тенге/тонну добычи	Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования тыс.тенге
1	**2**	**3**	**4**
2024	94,2	фактические отчисления	47 942,8
2025	86,2	561,45	48 424,1
2026	77,9	561,45	43 731,0
2027	70,5	561,45	39 592,6
2028	68,6	561,45	38 489,0
2029	66,7	561,45	37 423,9
2030	64,8	561,45	36 396,0
2031	63,1	561,45	35 403,7
2032	61,3	561,45	34 431,8
2033	59,7	561,45	33 494,3
2034	58,0	561,45	32 589,7
2035	56,5	561,45	31 716,7

Продолжение таблицы 12.3.3

1	2	3	4
2036	55,0	561,45	30 874,1
2037	53,5	561,45	30 060,5
2038	52,1	561,45	29 277,0
2039	50,8	561,45	28 504,0
2040	49,4	561,45	27 759,3
2041	48,2	561,45	27 041,2
2042	46,9	561,45	26 348,6
2043	45,7	561,45	25 680,3
2044	44,6	561,45	25 035,3
2045	43,5	561,45	24 412,6
2046	42,4	561,45	23 811,2
2047	41,4	561,45	23 230,3
2048	40,4	561,45	22 675,3
2049	39,4	561,45	22 139,7
2050	38,5	561,45	21 615,6
2051	37,6	561,45	21 108,8
2052	36,7	561,45	20 618,4
2053	35,9	561,45	20 143,9
2054	35,1	561,45	19 684,6
2055	34,3	561,45	19 239,9
2056	33,5	561,45	18 812,9
2057	32,8	561,45	18 399,9
2058	32,1	561,45	17 999,5
2059	31,4	561,45	17 609,8
2060	30,7	561,45	17 231,9
2061	30,0	561,45	16 865,6
2062	29,4	561,45	16 510,4
2063	28,8	561,45	16 166,1
2064	26,4	561,45	14 834,5
2065	25,9	561,45	14 520,0
2066	25,3	561,45	14 214,9
2067	24,8	561,45	13 922,2
2068	24,3	561,45	13 637,7
2069	23,8	561,45	13 361,2
2070	23,3	561,45	13 092,3
2071	22,9	561,45	12 831,6
2072	22,4	561,45	12 578,0
2073	22,0	561,45	12 331,4
2074	21,5	561,45	12 091,5
2075	21,1	561,45	11 858,1
2076	20,7	561,45	11 629,0
2077	20,3	561,45	11 406,0
2078	19,9	561,45	11 189,1
2079	19,6	561,45	10 978,0
2080	19,2	561,45	10 772,4
2081	18,8	561,45	10 572,3
2082	18,5	561,45	10 377,4
2083	18,1	561,45	10 187,6
2084	17,8	561,45	10 002,8
2085	17,5	561,45	9 822,6
2086	17,2	561,45	9 647,1
2087	16,9	561,45	9 476,0
2088	16,6	561,45	9 309,2
2089	16,3	561,45	9 146,1
2090	14,1	561,45	7 927,5

Продолжение таблицы 12.3.3

1	2	3	4
2091	13,9	561,45	7 815,4
2092	13,8	561,45	7 745,1
2093	13,6	561,45	7 636,0
2094	13,4	561,45	7 528,3
2095	12,6	561,45	7 067,6
2096	12,4	561,45	6 978,0
2097	12,3	561,45	6 889,8
2098	12,1	561,45	6 803,0
2099	12,0	561,45	6 717,6
2100	11,8	561,45	6 633,6
2101	11,7	561,45	6 550,8
2102	11,5	561,45	6 469,4
2103	11,4	561,45	6 389,3
2104	11,2	561,45	6 310,4
2105	11,1	561,45	6 232,8
2106	11,0	561,45	6 152,4
2107	10,8	561,45	6 073,3
2108	10,7	561,45	5 995,4
2109	10,5	561,45	5 918,6
2110	10,4	561,45	5 843,0
2111	10,3	561,45	5 768,6
2112	10,1	561,45	5 695,3
2113	10,0	561,45	5 623,1
2114	9,9	561,45	5 552,0
2115	9,8	561,45	5 482,0
2116	9,6	561,45	5 413,0
2117	9,5	561,45	5 345,1
2118	9,4	561,45	5 278,2
2119	9,3	561,45	5 212,3
2120	9,2	561,45	5 149,8
2121	9,1	561,45	5 088,3
2122	9,0	561,45	5 027,8
2123	8,8	561,45	4 968,2
2124	8,7	561,45	4 909,4
2125	8,6	561,45	4 852,0
2126	8,5	561,45	4 795,4
2127	8,4	561,45	4 739,7
2128	8,3	561,45	4 684,8
2129	8,2	561,45	4 630,8
2130	8,2	561,45	4 578,2
2131	8,1	561,45	4 526,4
2132	8,0	561,45	4 475,4
2133	7,9	561,45	4 425,2
2134	7,8	561,45	4 375,7
2135	7,7	561,45	4 327,0
2136	7,6	561,45	4 279,1
2137	7,5	561,45	4 231,9
2138	7,5	561,45	4 185,4
2139	7,4	561,45	4 139,6
2140	7,3	561,45	4 094,6

Продолжение таблицы 12.3.3

1	2	3	4
2141	7,2	561,45	4 050,2
2142	7,1	561,45	4 006,5
2143	7,1	561,45	3 963,3
2144	7,0	561,45	3 920,8
2145	6,9	561,45	3 879,0
2146	6,8	561,45	3 838,0
2147	2,6	561,45	1 441,6
2148	2,5	561,45	1 425,8
2149	2,5	561,45	1 410,1
2150	2,5	561,45	1 393,2
2151	2,5	561,45	1 376,5
2152	2,4	561,45	1 360,0
2153	2,4	561,45	1 347,2
2154	2,4	561,45	1 334,9
2155	2,4	561,45	1 322,9
Итого 2024-2155	**3 064,3**		**1 715 883,78**
Итого 2025-2155	**2 970,1**		**1 667 940,95**

В таблице 12.3.4. представлены проектируемые отчисления по годам в ликвидационный фонд для АО «Тургай-Петролеум».

Таблица 12.3.4 Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам с учетом инфляции

Годы	Проектируемый уровень добычи тыс.тонн	Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования тенге/тонну	Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования тыс.тенге
1	2	3	4
2024	170,7	фактические отчисления	306 616,5
2025	151,5	772,53	117 056,8
2026	134,0	772,53	103 480,4
2027	118,4	772,53	91 455,6
2028	105,6	772,53	81 582,5
2029	92,8	772,53	71 661,0
2030	82,8	772,53	63 997,8
2031	81,7	772,53	63 141,6
2032	80,6	772,53	62 299,2
2033	79,6	772,53	61 470,2
2034	78,5	772,53	60 654,3
2035	77,5	772,53	59 858,1
2036	76,5	772,53	59 074,5
2037	75,5	772,53	58 303,4
2038	74,5	772,53	57 544,5
2039	73,5	772,53	56 797,7
2040	72,6	772,53	56 062,7
2041	71,6	772,53	55 339,4
2042	70,7	772,53	54 627,4
2043	69,8	772,53	53 926,7
2044	68,9	772,53	53 243,5
2045	68,1	772,53	52 571,1

Продолжение таблицы 12.3.4

1	2	3	4
2046	67,2	772,53	51 909,3
2047	66,4	772,53	51 257,9
2048	65,5	772,53	50 616,8
2049	64,7	772,53	49 985,8
2050	63,9	772,53	49 364,7
2051	63,1	772,53	48 753,3
2052	62,3	772,53	48 151,5
2053	61,7	772,53	47 643,2
2054	61,0	772,53	47 141,3
2055	60,4	772,53	46 645,6
2056	59,7	772,53	46 155,9
2057	59,1	772,53	45 672,4
2058	58,5	772,53	45 194,8
2059	57,9	772,53	44 723,1
2060	57,2	772,53	44 226,9
2061	56,6	772,53	43 737,4
2062	56,0	772,53	43 254,5
2063	55,4	772,53	42 778,2
2064	54,8	772,53	42 308,2
2065	54,2	772,53	41 844,6
2066	53,6	772,53	41 387,2
2067	53,0	772,53	40 936,0
2068	52,4	772,53	40 490,8
2069	51,8	772,53	40 051,6
2070	51,3	772,53	39 618,2
2071	50,7	772,53	39 190,7
2072	50,2	772,53	38 768,9
2073	49,6	772,53	38 352,7
2074	49,1	772,53	37 942,0
2075	48,6	772,53	37 536,8
2076	48,1	772,53	37 137,0
2077	47,6	772,53	36 742,5
2078	47,1	772,53	36 353,3
2079	46,6	772,53	35 969,2
2080	46,1	772,53	35 590,2
2081	45,6	772,53	35 216,2
2082	45,1	772,53	34 847,2
2083	44,6	772,53	34 483,0
2084	44,1	772,53	34 093,5
2085	43,6	772,53	33 709,9
2086	43,1	772,53	33 329,4
2087	30,7	772,53	23 700,8
2088	30,4	772,53	23 519,3
2089	30,2	772,53	23 339,5
2090	30,0	772,53	23 161,5
2091	29,8	772,53	22 985,3
2092	29,5	772,53	22 810,7
2093	29,3	772,53	22 637,8
2094	29,1	772,53	22 466,6
2095	28,9	772,53	22 297,0
2096	28,6	772,53	22 129,1
2097	28,4	772,53	21 962,8
2098	28,2	772,53	21 797,4
2099	28,0	772,53	21 633,6
2100	27,8	772,53	21 471,4

Продолжение таблицы 12.3.4

1	2	3	4
2101	27,6	772,53	21 310,8
2102	27,4	772,53	21 151,4
2103	27,2	772,53	20 993,5
2104	27,0	772,53	20 837,0
2105	26,3	772,53	20 353,4
2106	26,2	772,53	20 204,4
2107	26,0	772,53	20 056,8
2108	25,8	772,53	19 910,7
2109	25,6	772,53	19 765,9
2110	25,4	772,53	19 622,5
2111	25,2	772,53	19 480,6
2112	25,0	772,53	19 339,9
2113	24,9	772,53	19 200,7
2114	24,7	772,53	19 062,7
2115	24,5	772,53	18 926,1
2116	24,3	772,53	18 790,8
2117	24,2	772,53	18 656,8
2118	24,0	772,53	18 524,1
2119	23,8	772,53	18 392,7
2120	23,6	772,53	18 262,5
2121	23,5	772,53	18 133,6
2122	23,3	772,53	18 005,9
2123	23,1	772,53	17 879,4
2124	23,0	772,53	17 751,2
2125	22,8	772,53	17 624,2
2126	22,5	772,53	17 381,4
2127	22,2	772,53	17 143,3
2128	21,8	772,53	16 853,7
2129	21,5	772,53	16 571,1
2130	21,1	772,53	16 295,4
2131	20,7	772,53	16 026,3
2132	20,4	772,53	15 757,6
2133	7,4	772,53	5 722,1
2134	7,2	772,53	5 579,0
2135	7,0	772,53	5 439,6
2136	6,9	772,53	5 303,6
2137	6,7	772,53	5 181,6
2138	6,5	772,53	5 049,2
Итого 2024-2138 гг.	**5 418,1**		**4 360 331,05**
Итого 2025-2138 гг.	**5 247,3**		**4 053 714,55**

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.

13 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В практике на месторождении Кумколь проводимые работы по выравниванию профиля приемистости (ВПП) закачкой гелеобразующего состава, нестационарное заводнение (НЗ) и одновременно раздельной закачки (ОРЗ) не являются новой технологией. Впервые в рамках этих технологий начали применять: гелеобразующий раствор геллан с 2013 г., нестационарное заводнение (НЗ) с 2009 г., одновременно-раздельную закачку (ОРЗ) с 2011 г.

В настоящее время на месторождении выполняется комплексный проект «Альтернативная добыча зон и альтернативная закачка зон» на месторождении Кумколь, где на 2 нагнетательные скважины 337, 142 было спущено оборудование ОРЗ для одновременной закачки на I и II объекты, в котором задействованы добывающие скважины 200, 4016, 4021, 233, 2314, 4031, 137. Основной целью данного проекта является извлечение остаточной нефти из заводненных пластов объекта I и объекта II путем изменения фильтрационных потоков за счет поочередной/циклической добычи жидкости.

Технология проекта заключается в поочередном отборе жидкости с I и II объектов с помощью установленного подземного автоматизированного штуцера в добывающих скважинах №2314, 4016, 233, 4021 (рисунок 13.1). Эти перечисленные 4 скважины являются ключевыми добывающими скважинами и разделены на 2 группы: 2314 и 4016 относятся в первую группу, скважины 233 и 4021 во вторую группу. Когда первая группа добывает жидкость с I объекта, вторая группа в это время добывает жидкость со II объекта. По истечению 30 дней автоматизированный забойный штуцер меняет объекты, и первая группа начинает добывать с II объекта, а вторая группа с I объекта. В остальных добывающих скважинах: 2314, 137, 200 не предусмотрены автоматизированные штуцера, они работают на определенный объект.

При отборе жидкости также осуществляется одновременная раздельная закачка воды в объекты I и II через нагнетательную скважину 337, в которую спущено специальное оборудование для одновременно-раздельной закачки воды. Это позволяет производить дифференцированное воздействие, регулировать забойные давления, расходы воды для каждого из объектов. Вторая нагнетательная скважина 142 работает на объект 1.

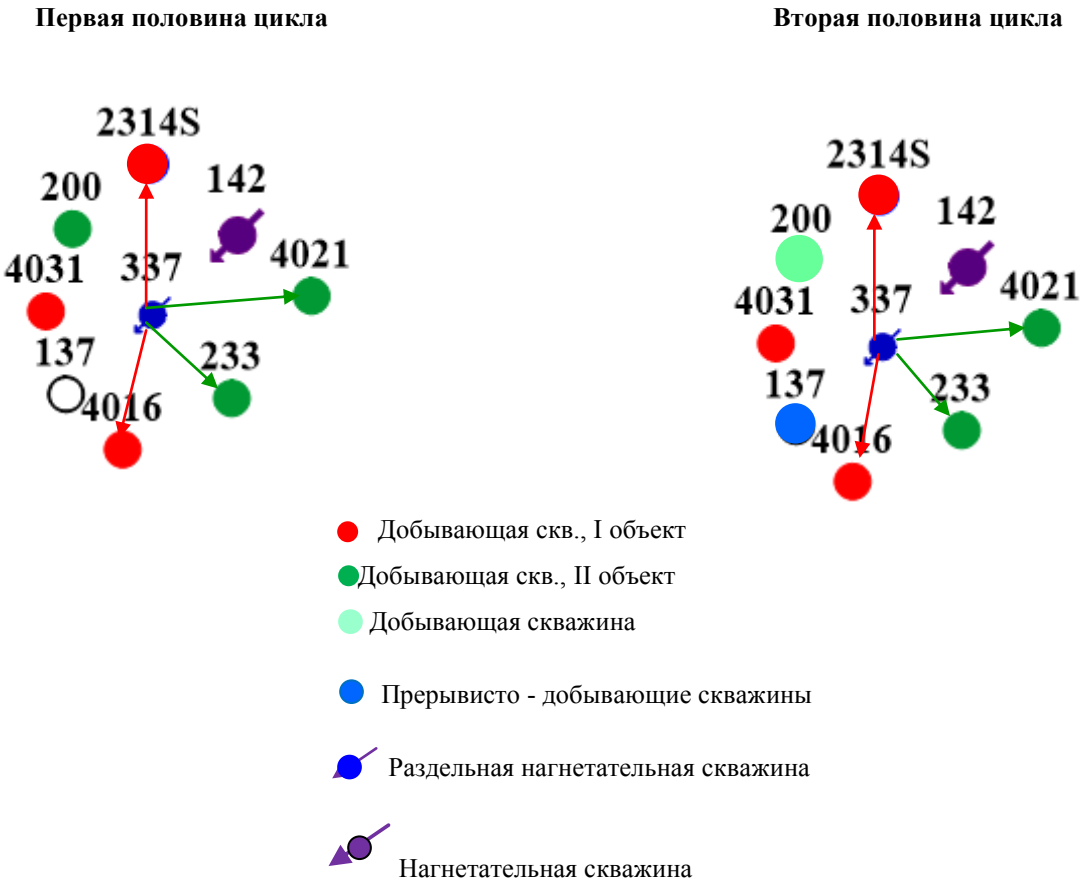


Рисунок 13.1 - Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР». Схема сети. Подводная нагнетательная скважина и скважин разливки циклического сбора нагнетательных колесных колодцев группы скважин КС-337

По данному проекту поочередной добычи и закачки в период 2022–2023 гг. реализовано уже две сетки скважин, где спущено оборудование поочередной добычи – это район ППД скважин 337 и 4034.

В таблице 13.1 приведены результаты по скважинам проведенных работ в рамках проекта «Альтернативная добыча зон и альтернативная закачка зон" контрактной территории АО «ПККР» за 2021-2023 гг.

Таблица 13.1. Результаты проведенных работ по скважинам в рамках проекта «Альтернативная добыча зон и альтернативная закачка зон". Территория АО «ПККР.

Район ППД скв	Скв	Дата	Вид ГТМ	Горизонт		Интервал перфорации		Подзем обор		До проведения ГТМ Среднесуточный дебит			Ср сут дебит на декабрь 2024г			Прирост в нефти
				До	После:	До:	После:	До:	После:	Qж, м^3/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qж, м^3/сут	Qн т/сут	Обв, %	т/сут
ППД 337	4016	30.11.21-04.01.22	Перфорация 2-го объекта в рамках проекта «Альтернативная добыча зон и альтернативная закачка зон»	М-I	М-I	1078-1078,8; 1080,8-1081,6	1078-1078,8; 1080,8-1081,6;	ЭЦН	ЭЦН	189,19	1,2	99,4	251	1,14	99,56	-0,1
					Ю-I-II		1230-1233; 1234,6-1239,4; 1243-1246; 1247,5-1248,7; 1254,3-1259,1			-	-	-	269,39	3,51	98,74	3,51
	233	12.01.22-14.02.22	Перфорация 1-го объекта в рамках проекта «Альтернативная добыча зон и альтернативная закачка зон»		М-I		1070-1074, 1076-1080	ЭЦН	ЭЦН				-	0	100	-
				Ю-II	Ю-I-II	1235- 1237; 1237,5-1254,5	1220,9-1225,7; 1230,7-1232; 1235-1237; 1237,5-1254,5			700	0	100	-	0	100	-
	2314	15.03.22-31.03.22	Альтернативная добыча зон и альтернативная закачка зон	М-I	М-I	1072-1075	1072-1075	НКТ	ЭЦН	-	-	100	256,52	1,12	99,58	1,12
					Ю-I-II		1221,7- 1226,5, 1231,5- 1249,6						255,68	3,9	98,53	3,9
	4021	08.04.22-17.04.22	Альтернативная добыча зон и альтернативная закачка зон		М-I		1076-1082;	ЭЦН	ЭЦН	-	-	-	363,6	1,4	99,6	1,4
				Ю-I-II	Ю-I-II	1231,5-1234,7; 1236,1-1236,9; 1239-1240,2; 1241,5-1242,5; 1250,8-1252; 1264-1266,5	1231,5-1234,7; 1236,1-1236,9; 1239-1240,2; 1241,5-1242,5; 1250,8-1252; 1264-1266,5			575,58	10,8	98,1	382,7	4,4	98,9	-6,4
ППД 4034	5019	06.10.23-18.11.23	Установка оборудования поочередной добычи нефти		М-I		1078,1-1078.7; 1079,5-1080,2	ФА	ЭЦН	-	-	-	143,2	2,4	98,4	2,4
				Ю-I-II	Ю-I-II	1246-1247; 1249-1250,5; 1252,5-1256; 1267-1271	1246-1247; 1249-1250,5; 1252,5-1256; 1258,4-1259,2; 1262,2- 1263; 1267-1271; 1272,4-1274,8			-	-	-	0	0	0	-

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подсчет запасов нефти и газа месторождения Кумколь по состоянию на 15.05.1987 г., институтами ВНИГНИ, КазНИГРИ и Казахской опытно-методической экспедицией;
2. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Кумколь» Институтом «КазНИПИнефть, 1988;
3. Проект разработки нефтегазового месторождения Кумколь, АО «НИПИнефтегаз», 1999 г;
4. Анализ разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР», 2001 г;
5. Авторский надзор за реализацией проекта разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР», 2003 г;
6. Анализ разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ТП») по состоянию на 01.07.2005 г., 2005;
7. Авторский надзор за реализацией проекта разработки нефтегазового месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») по состоянию на 01.01.06 г., 2006 г;
8. Авторский надзор за реализацией проекта разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (в целом по месторождению) по состоянию на 01.01.07 г., 2007;
9. Проект опытно-промышленной разработки (ОПР) с закачкой газа в пласт месторождения Кумколь на территории АО ПККР, 2007 г.;
10. Пересчет запасов нефти, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2008 г., 2008 г.;
11. Уточнённый проект разработки газонефтяного месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.08 г., 2010 г.;
12. Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2010 г., 2010 г;
13. Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2011 г., 2011 г;
14. Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2011 г., (территория АО «ПККР»);
15. Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2011 г.;

16. Отчет по переводу запасов нефти и растворенного газа из категории C_2 в категорию C_1 горизонта Ю-I на северном участке месторождения Кумколь в районе скважин 2393, 2395 и 2396 по состоянию изученности на 01.09.2012 г.;
17. Оперативный подсчет запасов нефти и газа палеозойско-протерозойских отложений по состоянию изученности на 02.01.2012 г.;
18. Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.09.2012 г., (территория АО «ТП»);
19. Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.04.2013 г. АО «НИПИнефтегаз»;
20. Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2013 г.;
21. Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.10.2014 г.;
22. Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2015 г.;
23. Анализ разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2016 г. (в целом по месторождению);
24. Прирост запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2016 г.;
25. Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2017 г.;
26. «Прирост запасов свободного газа в отложениях верхнего неокома месторождения Кумколь Карагандинской области Республики Казахстан, по состоянию изученности на 02.01.2017 г».
27. Проект разработки газовых залежей верхнего неокома месторождения Кумколь;
28. Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь Карагандинской области» по состоянию на 02.01.2018 г.;
29. Проект разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2019 г., АО «НИПИнефтегаз», 2020 г.;
30. Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.10.2020 г.;
31. «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь, Карагандинской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2020 г.), ТОО «НПЦ ТУРАН ГЕО», 2020 г.;

32. Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г., АО «НИПИнефтегаз», 2021 г.;
33. В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.).
34. «Авторский надзор за реализацией Дополнения Проект разработки месторождения Кумколь за период 01.01.2021-01.07.2022 гг.».
35. РД 153-39.0-072-01.Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. МЭ РФ, М, 2001.
36. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
37. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений, Москва, 1987 г.
38. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.
39. СТ РК 1746-2008. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин, Астана, 2008 г.
40. РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений», Москва, 1984 г.
41. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.». МЭ РФ. г. Москва. 2001 г.