ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Казахойл Актобе»
_____ Союнов Н.Д.
«___» _____2026г

ДОПОЛНЕНИЕ №2 К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛИБЕКМОЛА

(Договор № 1185441/2026/1 от 29.01.2026г)

Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»: _____ **Ж.С. МАРДАНОВ**

И.о. первого заместителя директора филиала по геологии и разработке: _____ **А.А. БАШЕВ**

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

Рев. №	Часть проекта	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	Дата
00	Отчёт	Для представления заказчику	
	Отчёт	Для представления в ЦКРР МЭ РК	
	Отчёт	Для рассмотрения и согласования0 ЦКРР МЭ РК	
	Отчёт	Для сдачи Заказчику	
	Отчёт	Для сдачи в архив	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке _____ Башев А.А.	(Общее руководство)
Руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО _____ Хажитов В.З.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, 12)
Ответственный исполнитель по геологии, Начальник управления геологии и геологоразведки _____ Даутов А. М.	(глава 2, разделы 2.1, 2.3, 2.5, глава 11)
Ответственный исполнитель по геологии, Эксперт управления геологического моделирования _____ Есенов К. Д.	(раздел 2.3)
Ответственный исполнитель по разработке, Ведущий инженер управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО _____ Дүзбаева Г.Б.	(Реферат, Введение, главы, 1, 3, 4, 8, 9, 12)
Эксперт управления геофизики и петрофизики _____ Каналин Р.А.	(раздел 2.2)
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики _____ Нысанғалиева Ш.О.	(разделы 2.2, 2.4)
Старший инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа _____ Байменов С. Е.	(разделы 6.1, 6.2)
Старший инженер управления системы сбора, транспорта и подготовки продукции _____ Каким А. С.	(разделы 6.3, 6,4 6,5, 6.6)
Инженер управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов _____ Абельдинова Ж. К.	(глава 12)
Инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Амангалиев А. К.	(глава 7)
Ведущий инженер управления экологии_____ Султанова А. Р.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: Хажитов В.З.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ....4

РЕФЕРАТ....18

1 ВВЕДЕНИЕ....19

1.1 ВВЕДЕНИЕ....19

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ....22

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ....24

2.1 Характеристика геологического строения....24
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности....53
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды....61
2.3.1 Свойства пластовой нефти....61
2.3.2 Состав и свойства пластового и растворенного газа....69
2.3.3 Физические свойства и химический состав подземных вод....74
2.4 Физико-гидродинамические характеристики....79
2.5 Запасы нефти и газа....92

3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ....98

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика энергетического состояния залежей....98
3.1.1 Анализ результатов гидродинамических исследований....98
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения....105
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки....105
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов....152
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки....161
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов ...163
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки....163
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки....166
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки....173
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки....173
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики....176
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт....181
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки....181
3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин 192
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей....195

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ....202

4.1 Технологические показатели вариантов разработки....202
4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки....213
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр....229

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ 230

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта 230

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....232

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.....232

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов 245

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....248

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации)газа 256

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента 261

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения 268

7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....269

7.1 Требования и рекомендации к конструкции скважин и производству буровых работ 269

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин 281

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.....283

8.1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ 283

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭкСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....302

9.1 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 302

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 312

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....326

12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....327

12.1 Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений.....327

12.2 Общая информация по участку промышленного внедрения технологии ВПП 332

12.3 Выполнение работ по перераспределению фильтрационных потоков 340

12.4 Мониторинг технологической эффективности промышленного внедрения технологии выравнивания профиля приемистости 343

13 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ 349

13.1 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ 349

14 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 354

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Обоснование ВНК «ПЗ-2021г» 51
Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов 55
Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности 55
Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности....56
Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределения проницаемости....60
Таблица 2.3.1 – Параметры пластовой и сепарированной нефти 68
Таблица 2.3.2 - Состав пластового газа (газовая шапка) КТ-I 69
Таблица 2.3.3 - Параметры пластового газа и конденсата 70
Таблица 2.3.4 - Состав и свойства растворенного газа....70
Таблица 2.3.5 – Параметры нефти в поверхностных условиях 72
Таблица 2.3.6 – Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Алибекмола 76
Таблица 2.3.7 – Результаты микрокомпонентного анализа пластовой воды 77
Таблица 2.3.8 – Результаты химического анализа проб на содержание групп водорастворенных органических веществ 78
Таблица 2.3.9 – Результаты анализа водорастворенного газа....78
Таблица 2.4.1 – Результаты специальных исследований....79
Таблица 2.4.2 – Оценка смачиваемости “Core Laboratories”-2004г. 80
Таблица 2.4.3 – Оценка смачиваемости “Core Laboratories”-2008 г. 80
Таблица 2.4.4 – Результаты определения смачиваемости образцов пород по методу К.И. Багринцевой и Т.С. Преображенской, ТОО «АктюбНИГРИ» - 2010г. Оценка смачиваемости 81
Таблица 2.4.5 – Оценка смачиваемости филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», 2019г. 81
Таблица 2.4.6 – Результаты анализа относительной проницаемости в системе нефть-газ..84
Таблица 2.4.7 – Определение относительной проницаемости в системе нефть-вода 85
Таблица 2.4.8 – Результаты определения остаточной нефтенасыщенности по керну из скважины 58 и скважин 51 и 52 89
Таблица 2.4.9 – Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного горизонта 91
Таблица 2.5.1 – Утвержденные запасов нефти и растворенного в нефти газа....94
Таблица 2.5.2 - Утвержденные запасы газа газовый шапки и конденсата 97
Таблица 3.1.1 – Количество проведенных исследований с начала разработки 98
Таблица 3.1.2 - Количество проведенных исследований за период 2024-2025гг 98
Таблица 3.1.3 – Результат гидродинамических исследований добывающих скважин I объекта....101
Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026г 106
Таблица 3.2.2 – Причины бездействия добывающих скважин 108
Таблица 3.2.3 – Показатели добычи нефти по способам эксплуатации 109
Таблица 3.2.4 – Показатели дебитов нефти по способам эксплуатации....109
Таблица 3.2.5 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности по скважинам I объекта 110
Таблица 3.2.6 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности по скважинам возвратного объекта КТ-I 111
Таблица 3.2.7 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и газовому фактору по скважинам I объекта....111
Таблица 3.2.8 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и газовому фактору по скважинам возвратного объекта КТ-I 111
Таблица 3.2.9 – Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению за период 2024-2025гг 116

Таблица 3.2.10 – Дина мика основных показателей разработки по I объекту за период 2024-2025гг.....117
Таблица 3.2.11 – Динамика основных показателей разработки по возвратному объекту КТ-I за 2025гг 118
Таблица 3.2.12 – Исходные характеристики утвержденного варианта разработки по ПР-2021г.....119
Таблица 3.2.13 – Сопоставление проектного и фактического ввода скважин в эксплуатацию 120
Таблица 3.2.14 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению за анализируемый период 123
Таблица 3.2.15 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по основному I объекту за анализируемый период.....125
Таблица 3.2.16 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по основному возвратному объекту КТ-I за анализируемый период.....127
Таблица 3.2.17 – Распределение нагнетательного фонда по приемистости скважин 129
Таблица 3.2.18 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А52 от 02-03.05.2024г.....133
Таблица 3.2.19 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А52 от 29-30.10.2024г.....133
Таблица 3.2.20 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А53 от 18.10.2023г.....134
Таблица 3.2.21 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №53 10-11.05.2024г.....134
Таблица 3.2.22 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А54 от 07.10.2023г.....136
Таблица 3.2.23 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №54 30-31.05.2024г.....136
Таблица 3.2.24 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А64 от 06.09.2023г.....137
Таблица 3.2.25 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №64 14-15.09.2024г.....137
Таблица 3.2.26 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А115 от 05.05.2024г.....138
Таблица 3.2.27 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №115 26-27.10.2024г.....138
Таблица 3.2.28 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А129 от 27.07.2023г.....139
Таблица 3.2.29 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №129 19-20.05.2024г.....139
Таблица 3.2.30 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А143 от 03.06.2024г.....140
Таблица 3.2.31 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А205 от 10.09.2023г.....141
Таблица 3.2.32 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №205 13.05.2024г.....141
Таблица 3.2.33 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А208 от 01.08.2023г.....142
Таблица 3.2.34 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А211 от 04-05.08.2024г.....143
Таблица 3.2.35 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №211 17-18.10.2024г.....143

Таблица 3.2.36 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А213 от 17-18.05.2024г.....145
Таблица 3.2.37 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №213 23-24.10.2024г.....145
Таблица 3.2.38 – Фонд водозаборных скважин месторождения Алибекмола на 01.01.2026г 146
Таблица 3.2.39 – Выбытие причине высокой обводненности 147
Таблица 3.2.40 – Сводная таблица по скважинам, участвовавшим в НЗ.....151
Таблица 3.2.41 – Выработанность извлекаемых запасов по объектам 153
Таблица 3.2.42 – Запасы нефти I объекта (толща КТ-II) в пределах контрактной территории 153
Таблица 3.2.43 – Степень неоднородности I объекта (толща КТ-II).....155
Таблица 3.2.44 – Прогнозные вовлеченные в разработку запасы нефти и КИН по основному I объекту.....159
Таблица 3.3.1 - Общая информация о фильтрационной модели 164
Таблица 3.3.2 – Сопоставление запасов нефти ГМ и ГДМ по толще КТ-II.....171
Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) на дату отчета 175
Таблица 3.4.2 – Исходные характеристики вариантов разработки 178
Таблица 3.4.3 – Адресная программа ГТМ по 2 рекомендуемому варианту разработки ..178
Таблица 3.5.1 - Маркетинговые показатели.....196
Таблица 3.5.2 – Нормативы расчета капитальных вложений 196
Таблица 3.5.3 – Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат..198
Таблица 3.5.4 – Ставки налога на добычу нефти 199
Таблица 3.5.5 – Ставки налога на добычу газа.....200
Таблица 3.5.6 – Ставки рентного налога на экспорт.....200
Таблица 3.5.7 – Шкала экспортной таможенной пошлины.....200
Таблица 3.5.8 - Ставки налога на сверхприбыль.....201
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 2 рекомендуемый вариант 203
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 2 рекомендуемый вариант.....204
Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I основному объекту. 2 рекомендуемый вариант 205
Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I основному объекту. 2 рекомендуемый вариант 206
Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту КТ-I. 2 рекомендуемый вариант 207
Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту КТ-I. 2 рекомендуемый вариант.....208
Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту МКТ. 2 рекомендуемый вариант 209
Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту МКТ. 2 рекомендуемый вариант.....210
Таблица 4.1.9 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения.....211
Таблица 4.2.1 – Капитальные вложения, 2 вариант 214
Таблица 4.2.2 – Бюджетная эффективность, 2 вариант 215
Таблица 4.2.3 – Производственный доход, 2 вариант 217
Таблица 4.2.4 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант.....226

Таблица 4.3.1 – Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН) 229
Таблица 5.1.1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки 231
Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин согласно рекомендуемому варианту разработки 233
Таблица 6.1.2 – Исходные данные, использованные для расчёта условий фонтанирования 234
Таблица 6.1.3 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб 238
Таблица 6.2.1 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин 248
Таблица 6.3.1 – Результаты расчетов трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Алибекмола....254
Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и утилизации газа по месторождению Алибекмола на 2026-2035 г. по 1 варианту разработки 259
Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и утилизации газа по месторождению Алибекмола на 2026-2035 г. по 2 варианту разработки (рекомендуемый) 260
Таблица 6.5.1 – Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин Алибекмола 262
Таблица 6.5.2 – Технические характеристики насосного оборудования 265
Таблица 6.5.3 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления....266
Таблица 6.5.4 – Лабораторные исследования воды, отобранный с выхода БКНС. 267
Таблица 6.5.5 – Проницаемость пористой среды коллектора....267
Таблица 6.5.6 ─ Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Алибекмола 267
Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция вертикальных скважин....271
Таблица 7.1.2 – Проектная конструкция наклонно - направленных скважин....271
Таблица 7.1.3 – Проектная конструкция горизонтальных скважины ГС-1 273
Таблица 7.1.4 – Проектная конструкция горизонтальной скважины ГС-2 275
Таблица 7.1.5 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин с проектной глубиной 3600м.....278
Таблица 7.1.6 – Расчет продолжительности бурения для наклонно-направленных скважин с проектной глубиной 3600/3990м. (по вертикали/по стволу) 278
Таблица 7.1.7 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины ГС-1 с проектной глубиной 3400/3960м (по вертикали/по стволу)....279
Таблица 7.1.8 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины ГС-2 с проектной глубиной 3400/3690м. (по вертикали/по стволу)....279
Таблица 8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2 рекомендуемый....284
Таблица 8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. Вариант 2 рекомендуемый 289
Таблица 8.1.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по возвратному объекту КТ-I. Вариант 2 рекомендуемый....293
Таблица 8.1.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по возвратному объекту МКТ. Вариант 2 рекомендуемый....298
Таблица 9.1.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки 311
Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика 312
Таблица 10.1.3 – Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)....312
Таблица 10.1.4 – Повторяемость направления ветра и штилей (%) 312
Таблица 10.1.5 – Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2023 год 314
Таблица 10.1.6 - Результаты подземных вод 318

Таблица 10.1.7 - Результаты поверхностных вод 319
Таблица 12.1.1 – Проведение ГТМ по СКО 328
Таблица 12.1.2 – Выполнение ГТМ по ПКО 330
Таблица 12.2.1 – Прогнозные показатели разработки участка ВПП 337
Таблица 12.2.2 – Программа работ технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) на месторождении Алибекмола 338
Таблица 12.2.3 – Предлагаемый перечень работ по нагнетательным скважинам участка технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) 339
Таблица 12.3.1 – Входной контроль полимера марки FP-107 341
Таблица 12.3.2 – Показатели объема закачанного раствора по 6 нагнетательным скважинам 342
Таблица 13.1.1 – Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант) 350
Таблица 13.1.2 – Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения 352
Таблица 13.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд 352

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта месторождения Алибекмола....23
Рисунок 2.1.1 – Тектоническая схема подсолевых отложений Восточной части Прикаспийской впадины....36
Рисунок 2.1.2 – Структурная карта по кровле сейсмического горизонта КТ-I (согласованная с данными бурения) по данным переинтерпретации сейсмики НИИ «Чжуньюань» 2018г. 39
Рисунок 2.1.3 – Структурная карта по кровле сейсмического горизонта МКТ (согласованная с данными бурения) по данным переинтерпретации сейсмики НИИ «Чжуньюань» 2018г. 41
Рисунок 2.1.4 – Сравнение положений тектонических нарушений по кровле КТ-II в сейсмической интерпретации ТОО «RES» 2007г. и НИИ «Чжуньюань» 2018г 43
Рисунок 2.1.5 – Структурная карта по кровле сейсмического горизонта КТ-II-I-1 (согласованная с данными бурения) по данным переинтерпретации сейсмики НИИ «Чжуньюань» 2018г 46
Рисунок 2.3.1 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от времени отбора проб. Пласт КТ-II....62
Рисунок 2.3.2 – Зависимость газосодержания пластовой нефти по стандартной сепарации от времени отбора проб. Пласт КТ-II 62
Рисунок 2.3.3 – Зависимость давления насыщения от газосодержания по стандартной сепарации пластовой нефти. Пласт КТ-II 63
Рисунок 2.3.4 – Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания по стандартной сепарации пластовой нефти. Пласт КТ-II 63
Рисунок 2.3.5 – Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти....64
Рисунок 2.3.6 – Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти....64
Рисунок 2.3.7 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от глубины для проб пласта КТ-II....65
Рисунок 2.3.8 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от глубины для проб пласта КТ-I 66
Рисунок 2.3.9 – Зависимость плотности пластовой нефти от глубины для проб пласта КТ-II 66
Рисунок 2.3.10 - Зависимость объёмного коэффициента пластовой нефти от глубины пласта КТ-II....66
Рисунок 2.3.11 – Зависимость плотности дегазированной нефти от глубины для проб....67
Рисунок 2.3.12 – Зависимость вязкости пластовой нефти от глубины для проб пласта КТ-II 67
Рисунок 2.4.1 – Кривые капиллярного давления для системы «газ-вода» по классам пористости....82
Рисунок 2.4.2 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-газ методом нестационарной фильтрации (АУ)....87
Рисунок 2.4.3 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-газ методом стационарной фильтрации (ТБУ)....88
Рисунок 2.4.4 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода методом стационарной фильтрации (ТБУ (скв.17) и ТУ (скв.58)) на составных образцах керна 88
Рисунок 2.4.5 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода методом нестационарной фильтрации (АУ)....88
Рисунок 2.4.6 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода методом стационарной фильтрации (ТБУ)....88
Рисунок 2.4.7 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б) 90
Рисунок 2.4.8 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б) 90

Рисунок 2.4.9 – Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости.....91
Рисунок 3.1.1 – Диагностический график по скважине №64 (КПД, 11.07.2015г) 99
Рисунок 3.1.2 – Изменение забойного давления и дебита во времени по скважине №315100
Рисунок 3.1.3 – Динамика энергетического состояния залежи КТ-II 104
Рисунок 3.2.1 – Распределение общего фонда скважин 105
Рисунок 3.2.2 – Распределение действующих добывающих скважин по способам эксплуатации на 01.01.2026г 108
Рисунок 3.2.3 – Динамика бурения и ввода скважин в эксплуатацию. Объект I (толща КТ-II) 110
Рисунок 3.2.4 - Динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин в целом по месторождению.....112
Рисунок 3.2.5 – Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Алибекмола.....115
Рисунок 3.2.6 – Динамика основных технологических показателей разработки I основного объекта.....115
Рисунок 3.2.7 – Динамика основных технологических показателей разработки возвратного объекта КТ- I 115
Рисунок 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению 121
Рисунок 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту.....122
Рисунок 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей по возвратному объекту КТ-I.....122
Рисунок 3.2.11 – Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости 130
Рисунок 3.2.12 – Текущая приемистость нагнетательных скважин.....130
Рисунок 3.2.13 – Накопленная закачка по нагнетательным скважинам 131
Рисунок 3.2.14 – Текущая и накопленная закачка воды по пластам.....131
Рисунок 3.2.15 – Распределение текущей добычи нефти и закачки воды по пластам 132
Рисунок 3.2.16 – Распределение накопленной добычи нефти и закачки воды по пластам132
Рисунок 3.2.17 – Результаты PLT в скважине №52 02-03.05.2024г.....134
Рисунок 3.2.18 – Результаты PLT в скважине №52 29-30.10.2024г.....134
Рисунок 3.2.19 – Результаты PLT в скважине №53 18.10.2023г.....135
Рисунок 3.2.20 – Результаты PLT в скважине №53 10-11.05.2024г.....135
Рисунок 3.2.21 – Результаты PLT в скважине №54 07.10.2023г.....136
Рисунок 3.2.22 – Результаты PLT в скважине №54 30-31.05.2024г.....136
Рисунок 3.2.23 – Результаты PLT в скважине №64 06.09.2023г.....137
Рисунок 3.2.24 – Результаты PLT в скважине №64 14-15.09.2024г.....137
Рисунок 3.2.25 – Результаты PLT в скважине №115 05.05.2024г.....139
Рисунок 3.2.26 – Результаты PLT в скважине №115 26-27.10.2024г.....139
Рисунок 3.2.27 – Результаты PLT в скважине №129 27.07.2023г.....140
Рисунок 3.2.28 – Результаты PLT в скважине №129 19-20.05.2024г.....140
Рисунок 3.2.29 – Результаты PLT в скважине №143 03.06.2024г.....140
Рисунок 3.2.30 – Результаты PLT в скважине №205 10.09.2023г.....142
Рисунок 3.2.31 – Результаты PLT в скважине №205 13.05.2024г.....142
Рисунок 3.2.32 – Результаты PLT в скважине №208 01.08.2023г.....142
Рисунок 3.2.33 – Результаты PLT в скважине №211 04-05.08.2024г.....144
Рисунок 3.2.34 – Результаты PLT в скважине №211 17-18.10.2024г.....144
Рисунок 3.2.35 – Результаты PLT в скважине №213 17-18.05.2024г.....145
Рисунок 3.2.36 – Результаты PLT в скважине №213 23-24.10.2024г.....145
Рисунок 3.2.37 – Динамика обводненности месторождения 147
Рисунок 3.2.38 – Распределение начальных геологических запасов нефти по объектам месторождения.....153

Рисунок 3.2.39 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по объектам месторождения.....154
Рисунок 3.2.40 - Распределение накопленной добычи нефти по объектам.....154
Рисунок 3.2.41 – Распределение начальных геологических запасов нефти I объекта по пластам 154
Рисунок 3.2.42 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти I объекта по пластам 154
Рисунок 3.2.43 – Распределение накопленной добычи нефти I объекта по пластам.....155
Рисунок 3.2.44 – Распределение текущих отборов нефти, газа и воды по продуктивным пластам 156
Рисунок 3.2.45 – Распределение накопленных отборов нефти, газа и воды по продуктивным пластам 157
Рисунок 3.2.46 – Распределение запасов и накопленной добычи нефти по продуктивным пластам 157
Рисунок 3.2.47 – Выработанность запасов нефти по продуктивным пластам 157
Рисунок 3.2.48 – Текущий и утвержденный коэффициент извлечения нефти по пластам158
Рисунок 3.2.49 – Характеристики вытеснения 160
Рисунок 3.3.1 – Структурная модель месторождения 164
Рисунок 3.3.2 – Куб песчанистости (NTG) 165
Рисунок 3.3.3 – Кривые относительно-фазовых проницаемостей и капиллярного давления по горизонту КТ-II для матрицы и трещины 166
Рисунок 3.3.4 – Кривые относительно-фазовых проницаемостей и капиллярного давления по горизонту КТ-II для матрицы и трещины 167
Рисунок 3.3.5 – График зависимости свойств PVT композиционной модели к результатам лаб. исследования 168
Рисунок 3.3.6 – График зависимости свойств PVT Black oil модели к результатам лаб. исследования 169
Рисунок 3.3.7 – PVT модель - Black oil, построенная в Petrel Fluid Model.....170
Рисунок 3.3.8 – Пластовое давление до начала разработки 170
Рисунок 3.3.9 – Куб начальной нефтенасыщенности 171
Рисунок 3.4.1 – Дебит жидкости по месторождению (линия-расчет, пунк.линия-факт)...182
Рисунок 3.4.2 – Дебит нефти по месторождению (линия-расчет, пунк.линия-факт).....183
Рисунок 3.4.3 – Дебит воды по месторождению (линия-расчет, пунк.линия-факт).....183
Рисунок 3.4.4 – Приемистость по месторождению (линия-расчет, пунк.линия-факт).....184
Рисунок 3.4.5 – Накопленная добыча жидкости, нефти (линия-расчет, пунк.линия-факт) 184
Рисунок 3.4.6 – Кросс-плот по накопленной добычи жидкости.....185
Рисунок 3.4.7 – Кросс-плот по накопленной добычи нефти.....186
Рисунок 3.4.8 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №6-В 186
Рисунок 3.4.9 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №121 187
Рисунок 3.4.10 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №212 187
Рисунок 3.4.11 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №26 188
Рисунок 3.4.12 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №13в 188
Рисунок 3.4.13 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №17в 189
Рисунок 3.4.14 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №28 189
Рисунок 3.4.15 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №109 190
Рисунок 6.1.1 – Минимальные забойные давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности объекта КТ-II 235
Рисунок 6.1.2 – Сравнение условий работы подъёмников при разных диаметрах 236
Рисунок 6.1.3 – Зависимость дебита жидкости и внутреннего диаметра НКТ 236
Рисунок 6.1.4 – Зависимость забойного давления и внутреннего диаметра НКТ 237
Рисунок 6.1.5 – Устьевая арматура УЭЦН.....243

Рисунок 6.3.1 – Блок схема транспортировки добываемой продукции месторождений ТОО «Казахойл Актобе» 249
Рисунок 6.3.2 – Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции м/р Алибекмола 249
Рисунок 6.3.3 – Принципиальная схема технологического процесса подготовки нефти на УДН 252
Рисунок 6.3.4 – Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Алибекмола 255
Рисунок 6.4.1 – Схема подачи попутного газа месторождений отдельных недропользователей Актюбинской области 257
Рисунок 6.5.1 – Принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Алибекмола 264
Рисунок 6.5.2 – Принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Алибекмола 268
Рисунок 7.1.1 – Профиль наклонно-направленной скважины 272
Рисунок 7.1.2 – Профиль горизонтальной скважины ГС-1 274
Рисунок 7.1.3 – Профиль горизонтальной скважины ГС-2 276
Рисунок 10.1.1 - Роза ветров 313
Рисунок 12.1.1 – Основные показатели добычи скважины №А-314 329
Рисунок 12.1.2 – Основные показатели добычи скважины №А-306 329
Рисунок 12.1.3 – Основные показатели добычи скважины №А-103 330
Рисунок 12.1.4 – Основные показатели добычи скважины №А-103 331
Рисунок 12.1.5 – Основные показатели добычи скважины А10А 331
Рисунок 12.2.1 – Карта текущих отборов центрального участка месторождения Алибекмола на 01.01.2026 г., объект I 333
Рисунок 12.2.2 – Карта текущих отборов южного участка месторождения Алибекмола на 01.01.2026 г., объект I 333
Рисунок 12.2.3 – Динамика фактических и базовых прогнозных показателей разработки участка ВПП 337
Рисунок 12.4.1 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А52 до и после ВПП. 343
Рисунок 12.4.2 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А115 до и после ВПП. 344
Рисунок 12.4.3 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А201 до и после ВПП. 344
Рисунок 12.4.4 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А205 до и после ВПП. 345
Рисунок 12.4.5 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А209 до и после ВПП. 345
Рисунок 12.4.6 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А213 до и после ВПП. 346

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения
1	*2*	*3*	*4*	*5*
1	а) Глубинный сейсмический разрез по линии IL2732 б) Глубинный сейсмический разрез по линии IL2564 г) Глубинный сейсмический разрез по линии IL2316 в) Глубинный сейсмический разрез по линии Il2124 д) Глубинный сейсмический разрез по линии XL10316	1	1	1:25000
2	Структурная карта по отражающму горизонту КТ-I (кровля отложения гжельского яруса)	2	1	1:25000
3	Структурная карта по отражающму горизонту МКТ	3	1	1:25000
4	Структурная карта по отражающему горизонту КТ-II-I-1 (кровля отложений каширского яруса)	4	1	1:25000
5	Геологический профиль I-I’	5	1	1:25000
6	Геологический профиль II-II’	6	1	1:25000
7	Геологический профиль III-III’	7	1	1:25000
8	Геологический профиль IV-IV’	8	1	1:25000
9	Геологический профиль V-V’	9	1	1:25000
10	Геологический профиль VI-VI’	10	1	1:25000
11	Карбонатная толща КТ-I Схема обоснования ГНК и ВНК	11	1	1:1000
12	Схема обоснования ВНК Продуктивная толща КТ-II (Север)	12	1	1:1000
13	Схема обоснования ВНК Продуктивная толща КТ-II (Юг-1)	13	1	1:1000
14	Схема обоснования ВНК Продуктивная толща КТ-II (Юг-2)	14	1	1:1000
15	КТ-I-продуктивная толща Структурная карта по кровле коллектора Карта эффективных нефтенасыщенных толщин Карта эффективных газонасыщенных толщин	15	1	1:25000
16	Продуктивная толща МКТ пласт 1 Структурная карта по кровле коллектора Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	16	1	:25000
16	Продуктивная толща МКТ пласт 2 Структурная карта по кровле коллектора Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1	1:25000
16	Продуктивная толща МКТ пласт 3 Структурная карта по кровле коллектора Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	18	1	1:25000
17	Продуктивный пласт КТ-II-I-1 Структурная карта по кровле коллектора Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	19	1	1:25000

1	*2*	*3*	*4*	*5*
18	Продуктивный пласт КТ-II-I-2 Структурная карта по кровле коллектора Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	20	1	1:25000
19	Продуктивный пласт КТ-II-II-3 Структурная карта по кровле коллектора Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	21	1	1:25000
20	Продуктивный пласт КТ-II-II-4 Структурная карта по кровле коллектора Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	22	1	1:25000
21	Карта текущих и суммарных отборов жидкости и закачки по состоянию на 01.01.2026г	23	1	1:25000
22	Карта изобар по состоянию на 01.01.2026г	24	1	1:25000
23	Карта расположения пробуренных и проектных скважин по 1 варианту	25	1	1:25000
24	Карта расположения пробуренных и проектных скважин по 2 варианту	26	1	1:25000
25	Карта расположения пробуренных и проектных скважин по 3 варианту	27	1	1:25000
26	Карта расположения пробуренных и проектных скважин по возвратному объекту КТ-I 1-2-3 варианты	28	1	1:25000
27	Карта расположения пробуренных и проектных скважин по возвратному объекту МКТ 1-2-3 варианты	29	1	1:25000

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№№ ТП.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
1.	П.2.3.1	Замерные параметры пластовой нефти	359
2.	П.2.3.2	Стандартная сепарация пластовой нефти	361
3.	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 1 вариант	363
4.	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 1 вариант	364
5.	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту КТ-I. 1 вариант	365
6.	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту КТ-I. 1 вариант	366
7.	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту МКТ. 1 вариант	367
8.	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту МКТ. 1 вариант	368
9.	П.4.1.7	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 1 вариант	369
10.	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 1 вариант	370
11.	П.4.2.1	Капитальные вложения (Вариант 1)	371
12.	П.4.2.2	Бюджетная эффективность (Вариант 1)	372
13.	П.4.2.3	Производственный доход (Вариант 1)	373
14.	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)	376
15.	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)	382

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: НЕФТЬ, ГАЗ, КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ВЕРТИКАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ, РАЗРАБОТКА, ДОБЫЧА, ДЕБИТ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Алибекмола.

Цель работы – оценка эффективности реализуемой системы разработки месторождения Алибекмола.

В настоящем отчете приведены история разработки месторождения, новые сведения о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

На основе результатов проведённого анализа в отчете даны соответствующие рекомендации, направленные на рациональную выработку запасов, повышения эффективности применяемой системы контроля за разработкой эксплуатационных объектов.

Область применения – месторождение Алибекмола.

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Алибекмола приурочено к одноименному поднятию, расположенному в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины. Открыто в 1987 г. производственным геологическим объединением «Актюбнефтегазгеология». При испытании карбонатной пачки КТ-II в параметрической скважине П-4 получен фонтанный приток нефти дебитом до 90 $м^3$/сут.

Недропользователем является ТОО «Казахойл Актобе», которое осуществляет деятельность на основании Дополнения №6 от 04.10.2024г к Контракту №359 от 10 августа 1999г, согласно которому срок действия контракта был продлен до 31.12.2027г.

Первый отчет по подсчету запасов месторождения был подготовлен институтом КазНИГРИ и утвержден ГКЗ РК в 1994г (протокол №21 от 24.11.1994г). Начальные геологические запасы нефти – 129481,9 тыс.т., извлекаемые – 55049,5 тыс.т. Запасы растворенного газа – 31734,5 млн.$м^3$, извлекаемые 13937,2 млн.$м^3$.

В 2001г институтом «НИПИнефтегаз» составлен проект пробной эксплуатации месторождения [9], в котором было запланировано бурение 6 опережающих добывающих скважин и ввод в эксплуатацию 2 разведочных скважин.

В 2002г институтом «Гипровостокнефть» (Россия, г.Самара) составлена и утверждена ЦКР РК (протокол №20 от 25.12.2002г) «Технологическая схема разработки месторождения Алибекмола» [10]. Из-за слабой изученности северной части месторождения Техсхема была принята ЦКР только для его южной части. В то же время ЦКР рекомендовала недропользователю выполнить доразведку северной части месторождения и в 2005г, после реализации рекомендаций ЦКР, институтом АО НИПИ «Каспиймунайгаз» был подготовлен проект «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Алибекмола» [12], утвержденный ЦКР РК (протокол №35 от 21.09.2005г).

Согласно требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2] ежегодно, начиная с 2004 года, проводится «Авторский надзо за реализацией технологической схемы разработки месторождения Алибекмола».

В 2007г по результатам бурения новых скважин и промышленной разработки месторождения, институтом «Каспиймунайгаз» был подготовлен отчет по «Пересчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Алибекмола» [14] по состоянию на 01.01.2007г и утвержден Протоколом ГКЗ РК №647-07-У от 24.12.2007г.

В 2008г на основе пересчитанных запасов, была составлена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Алибекмола» [15] и утверждена ЦКР РК.

На данный момент месторождение разрабатывается согласно утвержденному IV варианту УТС.

В 2010г для контроля разработки месторождения был составлен и принят ЦКРР отчет «Авторский надзор за реализацией Уточненной технологической схемы разработки месторождения Алибекмола на 01.01.10г» [17], в рамках которого уточнялись прогнозные технологические показатели разработки до 2013г.

В 2012г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» при содействии ТОО “Timal Consulting Group” был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [19] по состоянию на 01.01.2012г, рассмотренного на ЦКРР РК, в рамках которого были уточнены технологические показатели разработки.

В 2014г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [20] и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были скорректированы программа работ и уровни добычи.

В 2016г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Алибекмола» [21] силами ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были даны соответствующие рекомендации по дальнейшей разработке и скорректированы технологические показатели разработки и программа ГТМ на ближайший период.

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [22] и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были скорректированы программа работ и уровни добычи.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки...», который был рассмотрен и согласован на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №14/11 от 03-04.10.2019г) с проектными показателями разработки на 2020-2022гг [24].

На основе уточненной в результате бурения новых пробуренных скважин геологической модели и полученной дополнительной геолого-геофизической информации, в совокупности с материалами переобработки и переинтерпретации сейсмических материалов 3Д, выполненный в 2018 г. Китайским институтом «Бюро нефтяной разведки Чжунюань СИНОПЕК» совместно с филиалом ТОО «НИИ ТДиБ «КМГ» «Каспиймунайгаз» в 2020г был выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов …» (Протокол ГКЗ №2297-21-У от 15.04.2021г).

В рамках пересчета запасов в целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по категории $B+C_1$ в сравнении с Государственным балансом уменьшились на 2951 тыс.т (2,6%), извлекаемые запасы нефти уменьшились на 13084 тыс.т (30,8%).

На основе новых утвержденных запасов составлен проект «Проект разработки месторождения Алибекмола», согласованный ЦКРР РК (Протокол №18/10 от 14 октября 2021г) с утверждением технологических показателей по 3 рекомендуемому варианту разработки на период с 2021-2022гг.

В 2022г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен отчет «Анализ разработки…» по состоянию 01.01.2022г, в рамках которого были уточнены технологические показатели по 3 рекомендуемому варианту на период 2023-2024гг. (Протокол ЦКРР РК № 30/8 от 28.08.2022г).

В 2023г согласно рекомендации ЦКРР был выполнен отчет «Пересчет извлекаемых запасов растворенного газа в нефти месторождения Алибекмола» (Протокол ГКЗ РК №2591-23-У от 12.09.2023г). В целом по месторождению извлекаемые запасы растворенного в нефти газа увеличились на 12 040 млн.м^3 (+189,4%). Таким образом извлекаемые запасы газа в целом по месторождению составили 18 396 млн.м^3.

В 2024г составлено «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола» с утверждением технологических показателей на период 2025-20227гг. (Протокол ЦКРР РК №57/1 от 21-22.11.2024г). В рамках проекта были скорректированы сроки и количество бурения скважин с учетом корректировки на текущее состояние разработки.

Целью составления настоящего Дополнения №2 является необходимость продления Контракта и утверждение технологических показателей на проектный период.

Настоящий проект составлен Атырауским филиалом «КМГ Инжиниринг» в рамках Договора № 1185441/2026/1 от 29.01.2026г «Казахойл Актобе» согласно Техническому заданию, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года №239.

При выполнении настоящей работы использованы фактические геолого-промысловые материалы, предоставленные ТОО «Казахойл Актобе», авторы выражают благодарность специалистам за сотрудничество.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Алибекмола в административном отношении расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан, в 250-270 км к югу от г. Актобе (рисунок 1.1).

В орографическом отношении описываемый район представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. К северо-западной части площади примыкают барханные пески Кумжарган. Максимальная абсолютная отметка рельефа 281м приурочена к центральной части описываемой площади, минимальная +160м наблюдается в долине р. Эмба.

Район характеризуется резко континентальным климатом с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха от +35 - 40ºС (летом) до - 33 - 45ºС (зимой). Глубина промерзания почвы до 1,5 – 1,8м. Сильные ветры восточного и северо-восточного направлений часто вызывают суховей, песчаные бури, а зимой снежные бураны, нередко перемешанные песком. Средняя скорость ветров составляет 5 – 10 м/сек.

Растительный покров района бедный. Заросли кустарника встречаются в долине р. Эмба и в глубоких балках. Беден и животный мир в основном грызуны, встречаются волки, лисы, зайцы.

Ближайшими населенными пунктами являются пос. Жагабулак, расположенный в 5км к западу от площади месторождения и поселок Шубарши (45-50км).

Ближайшими нефтяными месторождениями являются – Жанажол (20 км) и Кенкияк (45 км), которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и мощностями по подготовке к добыче нефти и газа. Нефть этих месторождений по нефтепроводу подается в магистральный нефтепровод Атырау-Орск. Нефтепромыслы указанных месторождений связаны шоссейной дорогой с асфальтовым покрытием с г. Актобе. Через северную часть площади месторождения проходит асфальтированная дорога Жанажол – Эмба - Актобе.

На площади работ имеют распространение такие строительные материалы как пески, песчаники, глины, суглинки. Пески альбского и четвертичного возраста используются как строительный материал. Для технического водоснабжения пригодна вода р. Эмба, которая в широтном направлении пересекает северную часть площади месторождения.

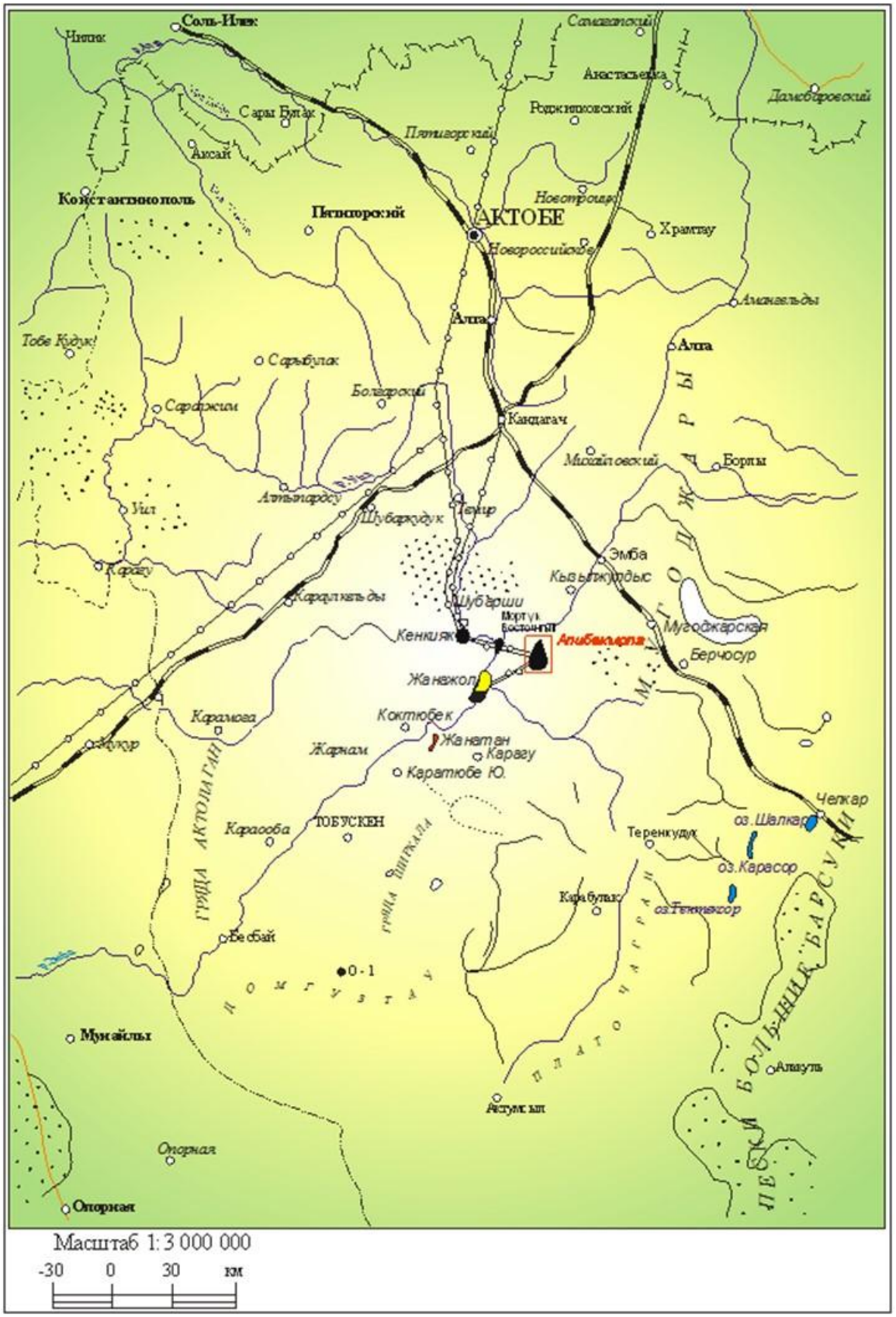


Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта месторождения Алибекмола

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

В связи с тем, что после отчета «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола 2024г» бурение новых скважин на месторождении не проводилось, геологическое строение месторождения остались без изменений.

По палеонтологическим данным в отложениях, вскрытых глубокими скважинами в пределах структуры Алибекмола, выделены породы каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой систем с соответствующими им подразделениями.

При биостратиграфической характеристике разрезов месторождения Алибекмола за основу принята стратиграфическая схема Восточно-Европейской платформы (1989), куда впервые была введена Прикаспийская впадина как самостоятельный субрегион, в котором выделены региональные горизонты, ярусы. Расчленение вскрытого разреза выполнено на основе комплекса фаунистических данных, выявленных как по керну, так и шламу, но тем не менее, из-за недостаточной охарактеризованности разреза каменным материалом, трудно проследить момент появления нового вида при изучении разреза скважин.

Разрез месторождения сложен различными литотипами пород, содержащих бентосную (фораминиферы, брахиоподы, остракоды) и планктонную (конодонты) фауну. Сохранность и частота встречаемости их по разрезу различна. Литологический состав и содержание биокластов в отложениях характеризуют различные обстановки осадконакопления.

Детальное биостратиграфическое обоснование возраста отложений с учетом геофизических реперов позволило произвести стратиграфическую привязку продуктивных горизонтов, выделенных в подсолевом разрезе.

Каменноугольная система

В составе каменноугольных отложений выделены породы нижнего, среднего и верхнего отделов.

Нижний отдел

Вскрытые нижнекаменноугольные отложения представлены породами визейского и серпуховского ярусов.

Визейский ярус. Отложения визейского яруса, вскрытые скважинами П-4, скв. 5, скв. 9, скв. 21, имеют двухъярусное строение: нижняя литологическая пачка сложена переслаиванием терригенных и карбонатных пород, верхняя пачка имеет преимущественно карбонатный состав.

Нижнюю пачку слагают аргиллиты, алевролиты темно-серые, плотные с отпечатками растительного детрита, песчаники зеленовато-серые, полимиктовые,

известковистые, крепкие и известняки серые, микрозернистые, однородномассивные.

Верхняя пачка представлена известняками серыми, серо-коричневыми органогенно-детритовыми, комковато-органогенными, тонкозернистыми с редкими прослоями серых доломитов (биокластовые, пелоидно-биокластовые пакстоуны, вакстоуны, грейнстоун-пакстоуны).

В составе биоты установлены водоросли (унгдареллы, кальцисферы), брахиоподы, криноидеи. В фораминиферовом комплексе в нижней части разреза, в основном, встречаются эндотиры, псевдоэндотиры, архиедисиды. В изученном комплексе содержатся Endothyra similis Raus et Reitl., E. similis amplis Schlyk., Pseudoendothyra struvei Moell., Ps. nautiliformis Dutk., Globoendothyra globulus Eichw., Archaediscus convexus Grozd et Lib., A. krestovnikovi Raus., A. grandiculas Schlyk. В верхней части отмечаются разнообразные эоштафеллы, литуотубеллы, криброспиры с комплексом Eostaffella parastruvei Raus., E. prisca Raus., E. cf. tenebrosa Viss., Lituotubella sp., Cribrospira sp. Приведенные комплексы фораминифер в сопоставлении с разрезами площади Кожасай позволяют рассматривать отложения нижней пачки визейского яруса в объеме алексинского горизонта, а в состав верхней пачки включить михайловско-веневские горизонты.

Вскрытая толщина отложений визейского яруса варьирует в диапазоне от 55,8 м (скв. 21) до 191,2 м (скв. 9).

Отложения визейского яруса согласно перекрываются породами серпуховского возраста. По литологическим признакам граница между ними проводится по появлению доломитизированных известняков и доломитов.

Серпуховский ярус. Отложения серпуховского яруса вскрыты в 35 скважинах. На основе фаунистических определений выделены породы нижнего и верхнего подъярусов в составе тарусского, стешевского и протвинского горизонтов.

Нижнесерпуховский подъярус, вскрытый в 9 скважинах литологически представлен известняками серыми, коричневыми, темно-серыми, органогенно-сгустково-комковатыми, органогенными, пелетовыми, криноидно-фораминиферовыми, водорослевыми (биокластовые, биокластово-пелоидные грейнстоуны, пакстоуны, баундстоуны, бафлстоуны), частично доломитизироваными и доломитами серыми, каверново-пористыми. В разрезе скв. 5 встречена кремнистая порода.

Биота нижнесерпуховского подъяруса характеризуется обедненностью и плохой сохранностью. Каркасом породы служит биокластовый материал, состоящий из остатков водорослей Calcifolium, Sharthymophycus, Ungdarella, Koninckopora, Praedonezella, а также криноидей, брахиопод, остракод и фораминифер. Фораминиферовый комплекс по сравнению с визейским беден в количественном и видовом отношении, характерным

является присутствие форм нижнего серпухова Globoendothyra globula (Eichw.), Endothyranopsis ex gr. crassa (Brady), Biseriella parva (N. Tchern.), Pseudoendothyra struvei (Moell).

По каротажной характеристике и с учетом отдельных палеонтологических данных соседних площадей в составе нижнесерпуховских отложений можно выделить отложения тарусского и стешевского горизонтов.

К нижней части стешевского горизонта приурочена нижняя часть 4 продуктивного пласта (скв. 5, 9).

Максимальная вскрытая толщина отложений нижнесерпуховского подъяруса изменяется от 217,7 м в скв. 21 до 237,9 м в скв. 9.

Верхнесерпуховский подъярус в составе протвинского горизонта слагают известняки серые, коричнево-серые, комковато-оолитовые (пелоидно-ооидные грейнстоуны), органогенно-детритовые, фораминиферово-водорослевые, мелкозернистые (биокластовые пакстоуны, вакстоуны), водорослевые с целыми раковинами органогенных остатков (баундстоуны, бафлстоуны). В разрезе отмечаются редкие прослои доломитов темно-серых, тонкозернистых, трещиноватых.

Биокласты в верхнесерпуховских отложениях удовлетворительной сохранности. Во всех фациях они представлены фораминиферами, иглокожими и фрагментами брахиопод, а также остракодами, водорослями Praedonezella и Calcifolium, кальцисферами и редкими конодонтами. Фораминиферы часты, отличаются количественным изобилием и среди них преобладают Archaediscidae, а также присутствуют Eosigmalina explicata., Neorchaediscus akchimensis., N. postrugosus., Betpakodiscus sp., Paraarchaediscus koktjubensis, Eostaffellina protvae, E. paraprotvae и также конодонты биофации Gnathodus (Gnathodus bilineatus bollandensis), позволяющие датировать отложения как верхнесерпуховские (протвинский горизонт).

Толщина отложений протвинского горизонта 106,6-135,4 м. Вскрытая суммарная толщина серпуховских отложений изменяется в пределах 347,6 м (скв. 21) – 359,8 м (скв. 9).

Средний отдел

Среднекаменноугольные образования в разрезе площади установлены в составе башкирского и московского ярусов.

Башкирские отложения со стратиграфическим несогласием перекрывают породы верхнесерпуховского возраста. Амплитуда перерыва соответствует запалтюбинскому горизонту серпуховского яруса и богдановскому горизонту нижнебашкирского подъяруса. *Башкирский ярус.* На основе комплекса фораминифер в разрезах скважин площади Алибекмола установлены отложения краснополянского, северо-кельтменского и

прикамского горизонтов.

Краснополянский горизонт вскрыт скважинами на северном и южном сводах структуры и литологически сложен известняками темно-серыми, коричневыми, окремненными, органогенными, доломитизированными (рудстоуны, флаутстоуны, биокластовые пакстоуны, бафлстоуны), также отмечаются прослои белых, светло-серых органогенно-сгустковых, комковато-органогенных, тонкозернистых, оолитовых, оолитово-доломитизированных, органогенных разностей (биокластовые пакстоуны, вакстоуны, пелоидные грейнстоуны, интракластово-биокластовые грейнстоуны, ооидные грейнстоуны). В разрезах скважин встречаются известняки с фрагментами стилолитовых швов, выполненных черным метаморфизованным веществом, а также трещиноватые породы. В основании горизонта залегают глинистые известняки.

Палеобиоты содержат брахиоподы, иглокожие, криноидеи, водоросли. Среди водорослей доминируют донецеллы. Фораминиферы представлены палеосообществом Eostaffella. По комплексу фораминифер Eostaffella postmosquensis Kir., E. postmosquensis var acutiformis Kir., E. pseudostruvei var chamatifera Kir., Semistaffella variabilis Reitl., Plectostaffella varvariensis Br. et Pot., P. jakensis Reitl., Neorchaediscus gregorii Dain., Millirella umbilicata Kir., возраст отложений датируется как краснополянский.

К известнякам данного возраста приурочена верхняя часть 4 продуктивного пласта.

Максимальная вскрытая толщина отложений краснополянского горизонта составляет 49,8 м.

Северо-кельтменский горизонт, вскрытый многими скважинами сложен известняками белыми, светло-серыми, кремовыми, органогенными, детритово-органогенными, органогенно- комковатыми, оолитовыми, водорослевыми (биокластовый мелко- крупнозернистый пакстоун, биокластово- пелоидный грейнстоун, ооидный грейнстоун, биокластово- водорослевый пакстоун, бафлстоун) с редкими прослоями черных, зеленых алевролитов и аргиллитов, а также доломитов и кремнисто-глинистых пород. В известняках встречаются единичные трещины и фрагменты стилолитовых швов.

Биокласты в описанных отложениях представлены фрагментами обычной для изучаемого разреза биоты: фораминифер, криноидей, брахиопод, остракод, иглокожих, мшанок, водорослей, конодонт. Среди водорослей преобладают биофации донецелла и унгдарелла, часто водоросли перекристаллизованы. Конодонтовое сообщество представлено глубоководной биофацией Idiognathoides, Declinognathodus (Id. sinuatus, Id. corrugatus, Id. sulcatus, Declinognathodus lateralis, D. japonicus. Фораминиферы характеризуются двумя палеосообществами Eostaffella и Pseudostaffella с видами: Eostaffella postmosquensis Kir., E. angusta Kir., E. kaschirica Raus., E. acuta Grozd. et Leb.,

Pseudostaffella antiqua Dutk., Ps. paracompressa Saf., Ps. ex gr. composita Grozd. et Leb., Asteroarchaediscus baschkiricus Krest. et Theod., Archaediscus pseudomoelleri Reitl., Neorchaediscus subbaschkiricus Reitl., указывающими на северо-кельтменский возраст отложений.

К северо-кельтменскому горизонту приурочена нижняя часть продуктивного горизонта 3.

Толщина отложений северо-кельтменского горизонта изменяется от 112,1 м (скв. 5) до 220,1 м (скв. 54).

Прикамский горизонт, вскрытый всеми почти во всех скважинах, в литологическом отношении состоит из известняков светло-коричневых, светло-кремовых, белых, органогенных, оолитовых, органогенно-оолитовых, оолитово-органогенно- комковатых, детритово-органогенных (пелоидно-ооидный, биокластовый пакстоун, ооидно-кортоидный грейнстоун, водорослевый пакстоун) с небольшими прослоями аргиллитов, алевролитов зеленовато-серых, отмечаются прослои глинисто-карбонатной, кремнистой породы и известняковых песчаников (биокластовый грейнстоун).

Состав биоты такой же, как в нижезалегающих башкирских отложениях. Среди водорослей преобладают донецеллы. Конодонты представлены мелководной биофацией Idiognathodus, Streptognathodus и глубоководной – Declinognathodus (Id. sinuosus Ell., Id. delicatus Gun., Id. primitivus Nem. et Abek., Streptognathodus suberectus Dunn., St. parvus Dunn., Declinognathodus inaequalis Hig.). Для фораминиферового палеосообщества характерно разнообразие псевдоштаффелл и появление примитивных профузулинелл и единичных шубертелл – Pseudostaffella composita Grozd. et Leb., Ps. nikolaevensis Man., Ps. antiqua, Ps. antiqua grandis Schl., Profusulinella staffellaeformis, Schubertella sp.). Приведенный фаунистический комплекс указывает на прикамский возраст отложений.

К прикамскому горизонту приурочена верхняя часть продуктивного пласта 3.

В целом толщина прикамского горизонта колеблется в пределах от 47,2 до 175,1 м.

Толщина башкирских отложений изменяется от 243,4 м до 346 м.

Отложения башкирского яруса (прикамского горизонта) со стратиграфическим несогласием перекрываются породами московского яруса.

Московский ярус. В составе московского яруса выделяются отложения нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнемосковский подъярус представлен породами верейского и каширского горизонтов.

Верейский горизонт. Отложения верейского горизонта выделяются в разрезах почти всех скважин. Верхняя часть горизонта сложена чередованием карбонатных и терригенных

пород, а нижняя часть преимущественно терригенная с пропластками известняков и кремнистых пород. Карбонатные породы в верхней части разреза представлены известняками светло-серыми, белыми, органогенными, водорослево- фораминиферовыми, разнозернистыми (биокластовые, интракластовые грейнстоуны). Также в разрезе встречаются известняки серые, коричневато-серые, желтовато-белые, органогенные, органогенно-сгустково-комковатые (биокластовые вакстоуны, биокластово-пелоидные грейнстоуны), водорослевые органогенно-обломочные (биокластово-итракластовые грейнстоуны), в нижней части разреза присутствуют известняки серые, темно-серые полидетритовые, водорослево-криноидные, органогенные, доломитизированные, частично окремненные (биокластовые рудстоуны, флаутстоуны), с обломками глинисто-кремнистых карбонатных пород.

Палеобиоценоз верейского времени, включающий водоросли (Ungdarella, Girvanella, Dasycladaceae), криноидеи, брахиоподы, остракоды, мшанки, фораминиферы, представлен палеосообществом Profusulinella и Aljutovella. Комплекс фораминифер состоит из видов Schubertella gracilis Raus., Ozawainella angulata (Colan.), Pseudostaffella ex gr. ozawai Lee et Chen., Profusulinella ex gr. parva Lee et Chen., P. Convolute (Lee et Chen.), Departina prisca (Depr.), Aljutovella ex gr. aljutovica Raus., Eostaffella acuta (Grozd. et Leb.), типичных для верейского горизонта. Среди конодонт развита биофация Idiognathoides (Id. sulcatus Hig.et Bouck., Id. tuberculatus Nem.), и Idiognathodus (Id. magnificus St. et Pl., Id. aljutovensis Alens. et Gor.)

К верхней половине верейского горизонта приурочена подошва 2 продуктивного пласта, а к нижней – кровля 3 пласта.

Максимальное значение толщины верейских отложений (84,8 м) отмечено в скв. 18, минимальное – (35-45 м) в скв. 22, 16.

Каширский горизонт вскрыт всеми скважинами. По литологической и фаунистической характеристике отложения каширского горизонта можно разделить на две толщи: нижнюю, в основном, карбонатную и верхнюю терригенно-карбонатную. Для карбонатов каширского горизонта характерно наличие беспорядочно расположенных трещин.

Нижняя толща имеет четкую геофизическую характеристику и хорошо прослеживается по площади. Она сложена известняками белыми, серыми, детритово-органогенными (полибиокластовый водорослевый бафлстоун), оолитовыми, органогенно-комковатыми (пелоидно-биокластовый грейнстоун) и тонкими прослоями аргиллитов серо-зеленых известковистых. Известняки слабо трещиноватые, стилолитовые швы выполнены черным метаморфизованным веществом.

Палеобиота в описанных отложениях представлена водорослями (Ungdarella, Beresella), фораминиферами, иглокожими, брахиоподами, криноидеями.

В составе фораминиферового комплекса определены: Schubertella obscura prozera Raus., Ozawainella pararhomboidalis Manyk., Pseudosraffella larionovae Saf., Depratina prisca timanica Kir., Profusulinella mutabilis Saf., Pr. palasnensis Saf., P. ovata Raus., Aljutovella isvarica Put., A. eoaljutovica Saf., A. cf. priscoidea Raus., Eofusulina triangula var rasdorica Put., позволяющие датировать возраст вмещающих пород как низы каширского горизонта.

Данный возраст также подтверждают конодонты Neognathodus bothrops Merr., N. colombiensis St., Idiognathodus obliquis, Idiognathoides tuberculatus Nem.

К отложениям нижней части каширского горизонта приурочен продуктивный 2 пласт.

Толщина отложений нижней толщи каширского горизонта варьирует в пределах 36,6-124,3 м.

Верхняя толща каширского горизонта литологически сложена известняками светло-кремовыми, светло-серыми детритово-органогенными, разнозернистыми (водорослево-биокластовый пакстоун, рудстоун, флаутстоун), комковато- органогенно-оолитовыми (биокластово-пелоидный грейнстоун), микропелоидными (вакстоун), с включениями прослоев серых доломитов, глин и алевролитов на глинисто-известковом цементе. В верхней части разреза увеличивается количество терригенных прослоев, появляются кремнистые породы и окремненные известняки, и известковистые песчаники (гравелито-песчаник).

В палеобиоценозе верхней толщи каширского горизонта преобладают водоросли и фораминиферы, также присутствуют иглокожие, брахиоподы, остракоды, криноидеи и редко мшанки. В отложениях определен типично каширский комплекс фузулинид Schubertella acuta Raus., Sch. gracilis zhnensis Raus., Pseudostaffella larionovae Saf., Ps. cf. ivanovi Raus., Profusulinella prisca Depr., Taitzchoella librovichi Durk., T. pseudolibrovichi Saf., Fusulinella ex gr. pulchra Raus. и конодонт Gondolella donbassica, Idiognathodus obliquus Kos. et Koz., Neognathodus medadultimus Mer., Streptognathodus dissectus Kos.

В отложениях верхней толщи каширского горизонта выделяется продуктивный пласт 1.

Толщины отложений верхней части каширского горизонта изменяется в пределах 57,9-305,6 м.

Общая вскрытая толщина отложений нижнемосковского подъяруса составляет порядка 136,2 – 351,6 м.

Отложения в стратиграфическом диапазоне, охватывающем михайловско-

веневский горизонты нижнего карбона – каширский горизонт среднего карбона, составляют вторую карбонатную толщу (КТ-II).

Приведенная литолого-биостратиграфическая характеристика пород и распределение толщин отложений по площади указывают на нестабильность палеогеографических обстановок в период накопления второй карбонатной толщи. Максимальная вскрытая толщина отложений КТ-II составляет 1186,4 м (скв.5). По смене фаунистических комплексов установлено несогласие внутри среднего карбона, а именно на границе башкирского и московского яруса. Амплитуда несогласия соответствует верхнебашкирскому подъярусу. Несогласие между нижним и средними отделами карбона определяется отсутствием отложений запалтюбинского горизонта (верхи верхнего серпухова) и богдановского горизонта (низы башкирского яруса).

Отложения второй карбонатной толщи со стратиграфическим несогласием перекрываются породами верхнемосковского подъяруса.

Верхнемосковский подъярус вскрыт всеми скважинами. По литологическим признакам отложения подъяруса состоят из нижней терригенной толщи (МКТ) и верхней карбонатной толщи (КТ-I). *Нижняя преимущественно терригенная толща* на 50-90% сложена терригенными породами, в составе которых выявлены аргиллиты, глины темно-серые, серовато-зеленые, коричневые, средне-твердые, известковые, пелитовые, частично пиритизированные; алевролиты зеленовато-коричневые, песчаники от мелко-среднезернистых до крупнозернистых и гравийных разностей.

Среди терригенных отложений встречаются известняки кремовые, коричневые, темно-серые, обломочно-органогенные со сгустками и комками (лито-биокластовый пакстоун-вакстоун), обломочно-органогенно-оолитовые, средне- мелко- тонкокристаллические (лито-биокластовый оолитовый пакстоун), мелко-микрозернистые (мадстоун), спикуловые микрозернистые (спикулит).

Органогенные остатки представлены фораминиферами, конодонтами, криноидеями, мшанками, водорослями типа Girvanella и брахиоподами.

На основании видов фораминифер Fusulinella praecoloniae Kir., Fusilla paratypica Saf., Fusulinella bocki timanica и конодонт Neognathodus medexultimus Merr., Streptognathodus concinnus Kos., Gondolella laevis, породы, слагающие МКТ, можно сопоставить со средней частью подольского горизонта Подмосковья.

Толщина межкарбонатно-терригенных отложений порядка 159,1-1009,4 м.

Карбонатная толща верхнемосковского подъяруса на основе палеонтологических данных стратифицируется как подольский и мячковский горизонты.

Подольский горизонт сложен известняками серыми, органогенно-комковатыми,

доломитизированными, плотными (биокластово-пелоидный пакстоун-вакстоун), трещиноватыми, со стилолитами, выполненными аргиллитами.

Органические остатки перекристаллизованы.

По комплексу фораминифер Schubertella aff. galinae Saf., Fusiella ex gr. typica Lee et Chen, Fusulina triangular Raus, возраст отложений определен как подольский.

Толщина карбонатных отложений подольского возраста изменяется в пределах 39,1-170 м.

Общая толщина отложений подольского горизонта составляет до 1100 м (скв. 138).

Мячковский горизонт представлен известняками серыми, микрозернистыми (вакстоун), однородномассивными, стилолитизированными и доломитами коричнево-серыми, тонкозернистыми, трещиноватыми, кавернозно-пористыми. Разрез мячковского горизонта скв. П-4 слагают, в основном, известняки доломитовые.

Мячковский возраст отложений определен на основе видов фораминифер Fusulinella bocki Moell., F. mosquensis Raus., Fusulina pseudoelegans Chern., F. ex gr. kamensis Saf. Толщина отложений мячковского горизонта изменяется 0-219,9 м.

Общая толщина отложений верхнемосковского подъяруса составляет до 1253,6 м.

Верхний отдел

Верхнекаменноугольные отложения присутствуют в объеме касимовского и гжельского ярусов.

Касимовский ярус литологически сложен известняками светло-коричневыми, белыми, органогенными, с редкими комками (биокластовый пакстоун с редкими пелоидами), органогенно-комковатыми, доломитистыми (биокластовый, пелоидный, доломитистый грейнстоун), доломитами микро-тонкозернистыми, известковыми, органогенными, битуминозными. По разрезу отмечаются прослои глин и алевролитов. В основании яруса залегают аргиллиты зеленовато-серые, голубоватые, известковистые, пиритизированные.

Биокласты представлены фораминиферами и редкими водорослями, конодонтами.

Присутствие видов фораминифер Schubertella subkingi Putrja., S. obscura Lee et Chen., Montiparus ex gr. nontiparus Her. Et Moell., M. cf. montiparus mesopachus Rosov., Obsoletes fusiformis Bensch, Protritictes sp. и конодонт Streptognathodus cancellosus Gan., Idiognathodus toretzianus Koz., Id. Trigonolobatus El., указывают на касимовский возраст отложений.

Толщина отложений касимовского яруса составляет от 0 м до 192,6 м.

Гжельский ярус имеет локальное распространение на южном своде и практически отсутствует на северном своде. Литологически сложен известняками белыми, желтовато-кремовыми, тонкозернистыми, органогенными, доломитистыми (биокластовый мадстоун),

органогенно-комковато-обломочными (биокластово-пелоидный вакстоун-пакстоун, литобиокластовый пакстоун) и темно-серыми доломитами.

В верхней части разреза доля карбонатов уменьшается за счет замещения терригенными породами – темно-серыми аргиллитами, известковистыми песчаниками.

В основании яруса залегают глины темно-серые, зеленые, слабослюдистые, известковые.

В описанных отложениях среди фораминифер встречены Triticites rossicus (Schrlw), Tr. acutus Dunb., Tr. paraarcticus Raus., а конодонты представлены видами Streptognathodus oppletus El., Idiognathodus delicates Gun., Id. Tarsus El., позволяющие датировать возраст отложений как гжельский.

Толщина гжельского яруса определяется глубиной предпермского размыва и изменяется от 0 до 131,8 м.

Общая толщина верхнекаменноугольных отложений составляет до 321,9 м.

Карбонатные отложения в стратиграфическом диапазоне, включающем подольский-гжельский, горизонты составляют первую карбонатную толщу (КТ-I).

Толщина отложений КТ-I изменяется от 39,1 м (скв. 300) на севере до 667 м (скв. 29-Р) на юге площади Алибекмола.

Максимальная толщина карбонатных отложений, слагающих продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, вскрыта в скв.5 и составляет 2183,8 м.

Пермская система

Отложения перми вскрыты всеми скважинами и представлены образованиями нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел присутствует в составе кунгурского, сакмарского и ассельского ярусов.

Ассельский ярус, вскрытый практически всеми скважинами, сложен сероцветными терригенными породами, состоящими из аргиллитов, уплотненных глин, песчаников известково-глинистых с отдельными прослоями известняков. В разрезах скважин южной части площади доля известняков увеличивается, также наращиваются толщины. В разрезе скв. 27 разрез ассельского яруса состоит из нижней терригенной (303,7 м) и верхней карбонатной (270,8 м) толщ.

Ассельский возраст отложений определяется находками фораминифер, конодонт и миоспор.

Толщина отложений ассельского яруса изменяется от 17,8 м (скв. 17,8) – 930,5 м (скв. 32).

Сакмарский ярус имеет локальное распространение (вскрыт скв. 7, 8, 10, 12, 27, 51),

сложен переслаивающимися известково-глинистыми сероцветными породами, в составе которых тонкослоистые алевролиты, известняки мелкозернистые и редкие аргиллиты алевритистые. В породах встречаются обрывки обугленного органического вещества. Возраст отложений определен на основе палинологического комплекса (скв. 51), а также по корреляции с разрезами соседних площадей.

Толщина сакмарских отложений изменяется от 52 м (скв. 51) до 253,5 м (скв. 10).

Выше сакмарских отложений со стратиграфическим несогласием залегают породы кунгурского яруса.

Кунгурский ярус, представленный сульфатно-терригенными породами, в комплексе с сакмарско-ассельскими отложениями служит в качестве флюидоупора для подсолевых продуктивных толщ карбонатного состава.

Кунгурские отложения литологически состоят из трех толщ: в нижней и верхней толщах преобладают терригенные породы. В их строении участвуют аргиллиты, алевролиты, песчаники, ангидриды с прослоями каменной соли. Средняя толща (на 70-90%) сложена каменной солью, ангидритами с маломощными прослоями алевролитов и глин. Разрез кунгурского яруса толщиной 910,7 м наиболее детально изучен в скв. 53.

Толщина кунгурских отложений изменяется в пределах от 30,1 м до 1847,2 м.

Верхнепермский комплекс представлен переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников и мергелей, с отдельными прослоями ангидритов и карбонатов. Окраска терригенных пород серая и редко тускло-коричневая. По комплексу миоспор изученные отложения верхнепермского разреза скважин 51, 53, 54 относятся к уфимскому ярусу, возможно, отложения казанского и татарского ярусов на структуре отсутствуют, что связано с предтриассовым размывом.

Толщина верхнепермских отложений от 0 м до 1736,9 м (скв. 58).

Мезокайнозойская группа. Мезозойские отложения вскрыты многочисленными скважинами. В их составе по результатам изучения керна структурно-поисковых и картировочных скважин, а также по данным исследования последних лет (шлам скв. 51, 52, 53, 55) (на основе микрофауны и миоспор) выделены пестроцветные отложения нижнего триаса, сероцветные отложения юры и нижнего мела, представленные терригенными породами: алевролиты, песчаники, конгломераты, аргиллиты и глины. Верхнемеловая часть разреза сложена глинисто-карбонатной толщей. Палеоген- неогеновые отложения сложены глинами, песками, песчаниками.

Общая толщина этих отложений составляет от 593,3 м (скв. 205) до 1759,7 (скв. 14).

Отложения четвертичной системы толщиной до 10 м представлены суглинками и супесями.

Тектоника

В региональном тектоническом плане месторождение Алибекмола приурочено к одноименному поднятию, расположенному в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины (рис. 2.1.1).

Главным геоструктурным элементом в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины является Жаркамысско-Темирский свод, входящий в состав Актюбинско-Астраханской системы поднятий. Характерной особенностью геологического развития региона в докунгурское время являлось длительное некомпенсированное опускание территории, вызванное, вначале развитием Уральской геосинклинальной области, а позже в верхнем палеозое – формированием Уральской складчатой системы.

Осадочный чехол региона подразделяется на три структурных этажа: надсолевой, соленосный и подсолевой.

Подсолевое поднятие Алибекмола располагается в пределах Жанажольской тектонической ступени, одной из особенностей которой является развитие мощных карбонатных массивов, брахиантиклинального типа (Жанажол, Алибекмола, Кожасай, Урихтау и другие).

Комплекс КТ-II распространен на тектонических ступенях повсеместно (Кенкиякская, Жанажольская, Лактыбайская, Алибекмолинская) или ограниченно (Коздысайская, Шубаркудукская). Осадочная толща КТ-I установлена только на Алибекмолинской и Жанажольской ступенях. Толщина шельфовых карбонатов КТ-I не превышает 600 м, а КТ-II – 1470 м.

Структурная модель Алибекмолы обоснована и разработана на материалах 3Д и бурения скважин.

В течение 2002 – 2006 годов проводились работы по обработке результатов сейсмики 3Д, проведенной на площади 210 км^2.

Первая обработка и интерпретация, выполненная компанией «Казахстанкаспийшельф», позволила получить предварительный вариант структурной модели Алибекмола, который отличался от модели, подготовленной на материалах МОГТ и ВСП 1990 года.

1 -изогипсы по ОГ $П_1$; *2* - крупные положительные структурные элементы Актюбинско-Астраханской системы поднятий: *I*-Жаркамысское и Темирское поднятия; *II*- Биикжальский свод; *III*-Северо-Каспийский свод; *IV*-Астраханский свод; Другие крупные приподнятые элементы: *V* - Приморское поднятие; *VI* - Южно-Эмбинское поднятие; *VII* - Карачаганакско-Троицкая зона поднятий; *VIII* – Чинаревский выступ, *IX* – Карповский выступ; *4* - доказанные зоны нефтегазонакопления; *5* - предполагаемые зоны нефтегазонакопления; *6* - газовые и газоконденсатные месторождения: *1* - Токаревское; *2*- Гремячинское: *3* - Восточно-Гремячинское; *4* - Западно-Тепловское; *5*- Тепловское; *6* - Карачаганакское; *7* - Оренбургское; *16* - Астраханское; *7* - газонефтяные месторождения: *9* - Жанажольское; *14* - Тажигали; *8* - нефтяные месторождения: *8* - Кенкиякское; *10* - Каратобинское; *11* – Шолькара; *12* - Тортайское; *13* - Улькентобе Ю.-З.; *15* - Тенгизское; *16*-Алибекмолинское нефтегазоконденсатное.

Рисунок 2.1.1 – Тектоническая схема подсолевых отложений Восточной части Прикаспийской впадины

Проведенные сейсмические исследования выявили наличие субмеридиональных тектонических нарушений амплитудой от 50 до 150 м. Это еще раз подтверждает, что при развитии карбонатной постройки Алибекмола наблюдались интенсивные тектонические движения, которые в определенные периоды времени приобретали знакопеременный характер.

По мере бурения новых скважин появлялись новые материалы, определяющие неоднозначность подготовленной «Казахстанкаспийшельф» структурной модели (скоростная характеристика, отметки поверхностей и др.). Для детализации подготовленной модели было решено пригласить компанию «Landmark EAME Ltd» для переинтерпретации геологической модели с использованием данных по новым пробуренным скважинам.

Полученная модель несколько отличалась от модели «Казахстанкаспийшельф».

Отличие заключалась в наличии, протяженности и местоположении разрывных нарушений.

Для получения достоверной геологической модели было решено пере-обработать сейсмический куб и выполнить новую интерпретацию, используя весь геологический материал (данные скважин, результаты обработки и инте-рпретации материалов, выполненных «Казахстанкаспийшельф») с привлечением материалов старых сейсмических исследований по обработке и интерпретации.

Главной особенностью полученной структурной модели является блочный характер, основные взбросы получили развитие в восточной и западной частях структуры, при этом обособляя на западе часть структуры в виде Алибек Южный, который погружен относительно основной структуры Алибекмола на 300 м.

Природа этих дислокаций объясняется результатом сдвиговых деформаций, возникших в условиях сжатия восточной части Прикаспийской впадины в нижнепермское время.

Результаты бурения новых скважин показали наличие значительных расхождений с данными сейсмической интерпретации, особенно в северной части площади, в связи с чем возникла необходимость проведения переинтерпретации данных 3Д с учетом новых скважин.

В связи с этим в 2018 году компанией «НИИ Чжунюань» была выполнена переинтерпретации сейсмических данных 3Д. Объем материалов, использованных для переинтерпретации, составил 210 кв. км 48*-сейсморазведки МОГТ 3Д и данные о глубине залегания продуктивных горизонтов по 116-ти глубоким скважинам. В рамках переинтерпретации материалов сейсморазведки были уточнены структурные карты по 11 отражающим горизонтам:

1) III – подошва меловых отложений;
2) V – подошва юрских отложений;
3) Кровля кунгурского яруса;
4) Подошва солей кунгурского яруса;
5) КТ-I – кровля первой карбонатной толщи;
6) МКТ– кровля межкарбонатной толщи;
7) КТ-II-I-1– кровля первого пласта КТ-II;
8) КТ-II-I-2 – кровля второго пласта КТ-II;
9) КТ-II-II-3 – кровля третьего пласта КТ-II;
10) КТ-II-II-4 – кровля четвертого пласта КТ-II;
11) Подошва второй карбонатной толщи КТ-II.

Структурные карты по кровле толщи КТ-I, кровля толщи МКТ (подошва КТ-I), кровля толщи КТ-II, подошва толщи КТ-II построены по результатам корреляции. Однако учитывая то, что в скважинах отмечается значительное расхождение глубин горизонтов по карте и по скважинам, были построены уточненные структурные карты с приведением положения горизонтов к скважинным данным. Так как подошва КТ-II не вскрыта пробуренными скважинами, окончательная структурная карта по подошве КТ-II по этому горизонту была получена путем смещения прокоррелированного сейсмического горизонта на интервал, равный интервалу смещения кровли КТ-II при ее согласовании с данными бурения.

Как видно на структурной карте по отражающему горизонту «$П_2$» (кровля КТ-II-I-1) основные тектонические нарушения имеют амплитуду от 50 до 800 м.

В результате выполненной переинтерпретации сейсмических материалов в 2018 г. уточнена структурно-тектоническая модель, которая являлась основой для структурных построений в рамках утвержденного отчета «ПЗ-2021г».

Ниже приводится более детальное описание структурных моделей КТ-I, МКТ и КТ-II.

Карбонатная толща КТ-I

Структура поверхности кровли карбонатного резервуара КТ-I ($П_2^C$) приурочена к стратифицируемым гжельским и верхнеподольским подъярусам. Особенностью строения первой карбонатной толщи, является резкое утончение ее толщины, обусловившее выделение при сейсмической интерпретации зоны срезания толщи КТ-I предассельским размывом, но на площади работ прослеживается повсеместно, т.к. по результатам интерпретации материалов ГИС скважин, пробуренных в зоне размыва, не подтвердили предположение о полной эрозии первой карбонатной толщи на северном своде структуры.

В тектоническом плане структура имеет вид брахиантиклинальной складки субмеридионального простирания, ограниченная двумя F1 и F2 разломами, и осложненная в сводовой части многочисленными тектоническими нарушениями, преимущественно субмеридионального простирания (рис.2.1.2). Направление и амплитуда нарушений, в основном, обусловлена силами сжатия двух крупных тектонических элементов – Прикаспийской впадины и Урала, а также влияниям соляной тектоники в результате чего образовались разрывы взбросового, надвигового и надвигово-сдвигового характера. Образование разрывных нарушений сбросового типа обусловлены депрессионными силами горных пород в областях прогибов.

По поверхности КТ-I приподнятая часть вала осложнена двумя сводами: северным и южным. Наивысшая абсолютная глубина кровли толщи (-1464м) наблюдается в скважине 62, при этом высота залежи КТ-I не превышает 600 м.

Продуктивность толщи КТ-I связана с южным сводом (в районе скважин 62 и 130) и ограничивается тектоническими нарушениями и ВНК. Размеры продуктивного южного свода по оконтуривающей изогипсе минус 1776,9 м составляют 5,5 х 3 км.

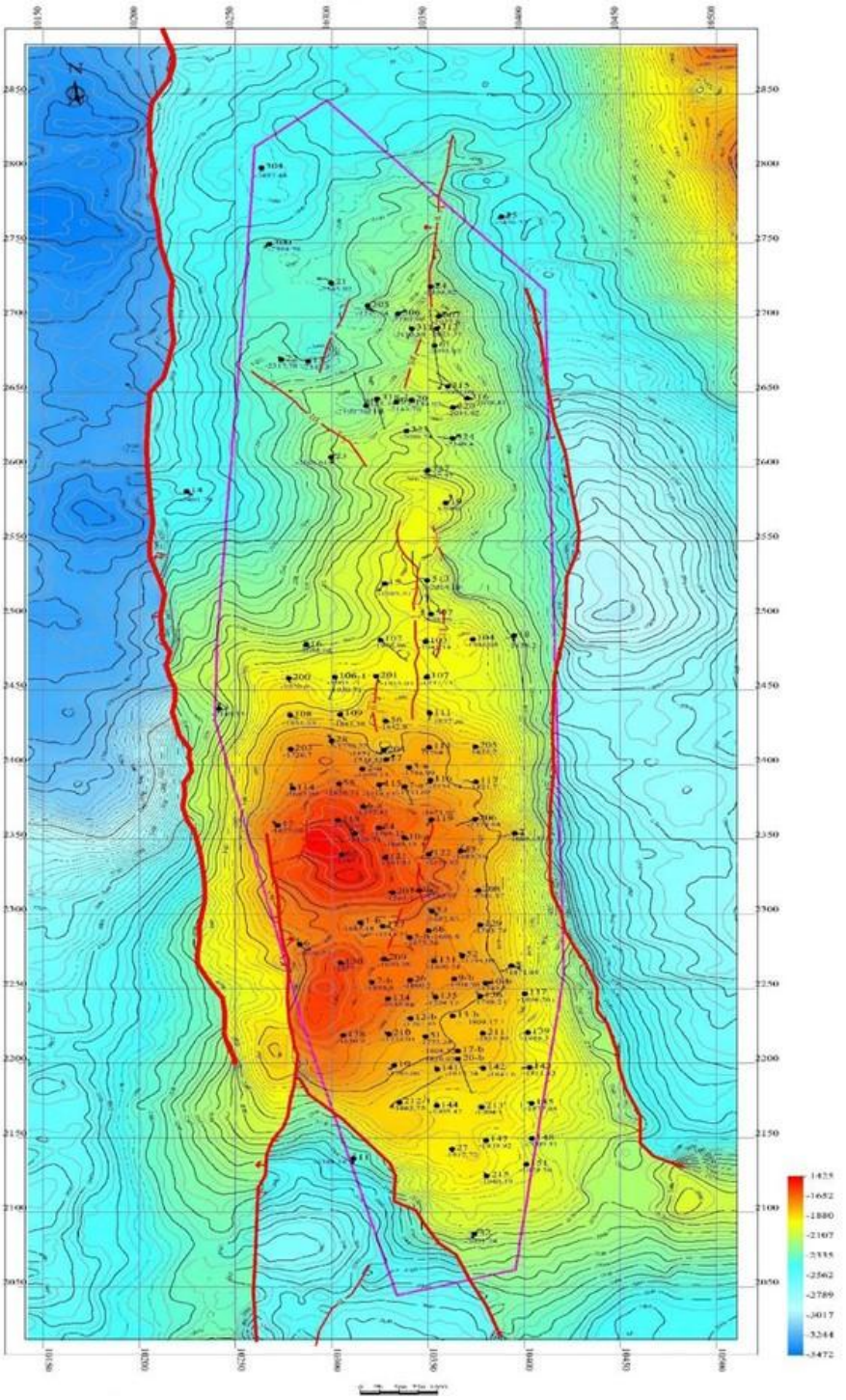


Рисунок 2.1.2 – Структурная карта по кровле сейсмического горизонта КТ-I (согласованная с данными бурения) по данным переинтерпретации сейсмики НИИ «Чжуньюань» 2018г.

Северная периклиналь по замкнутой изогипсе -2300 м постепенно сужается в северном направлении. При этом, по изогипсе -2500 м складка раздваивается, западная ветка которой выделяется в виде обширного структурного носа. Структурный нос ограничивается разрывными нарушениями и замкнут по изогипсе -2450м. Размеры его составляют 3,5х1,5км, амплитуда - 150м. На фоне северной периклинали выделяются несколько небольших сводов.

С запада и востока Алибекмолинская складка ограничивается протяженными разломами. Размеры структуры Алибекмола составляют 18х4,5км. Амплитуда поднятия составляет 800м.

Юго-западная часть структуры, выделяющаяся от основного Алибекмолинского вала в виде структурного носа, обособляется двумя разломами в отдельный блок, которые образует структуру под названием Южный Алибек. В сводовой части блок имеет отметку 1800м, замыкается изогипсой 2400м. амплитуда поднятия составляет 600м. Длина оси структуры 5км, ширина-1,87км, длина-3км.

Самая глубокая часть рассматриваемого участка находится в западной части на отметке -3200м. На новых построенных картах КТ-I и МКТ развиты повсеместно по участку работ. Кроме того, разломная тектоника по новой модели более дислоцирована разного характера и протяженности дизъюнктивами, среди которых, даже, относительно мелкие могут влиять на строение резервуара и характер в нем проницаемости.

Межкарбонатная толща МКТ

МКТ ($П_2^{Т}$) отражающий горизонт – приурочен к кровле межкарбонатной толщи МКТ относящиеся по стратифицируемый как подольские отложения (рис.2.1.3). Отражающий горизонт МКТ прослежен по всей рассматриваемой площади и приурочен к кровле терригенных пород, разделяющих продуктивные карбонатные толщи КТ-I и КТ-II.

По поверхности МКТ строение подсолевой структуры Алибекмола имеет большие сходства с вышележащим горизонтом КТ-I ($П_2^{С}$). Однако, площадь структуры сужается относительно вышележащего горизонта и поверхность более рельефно дислоцирована. Надо отметить, что западный региональный структурообразующий разлом по всей площади не прерывается, максимальная амплитуда этого разлома наблюдается в южной его оконечности и составляет 800м. Приподнятая южная часть вала знаменуется одним сводом на отметке-1700м. Сводовая часть делится относительно протяженным разломом на западное и восточное крылья, гипсометрическая разница которых по разлому составляет 300м (рис. 2.1.3).

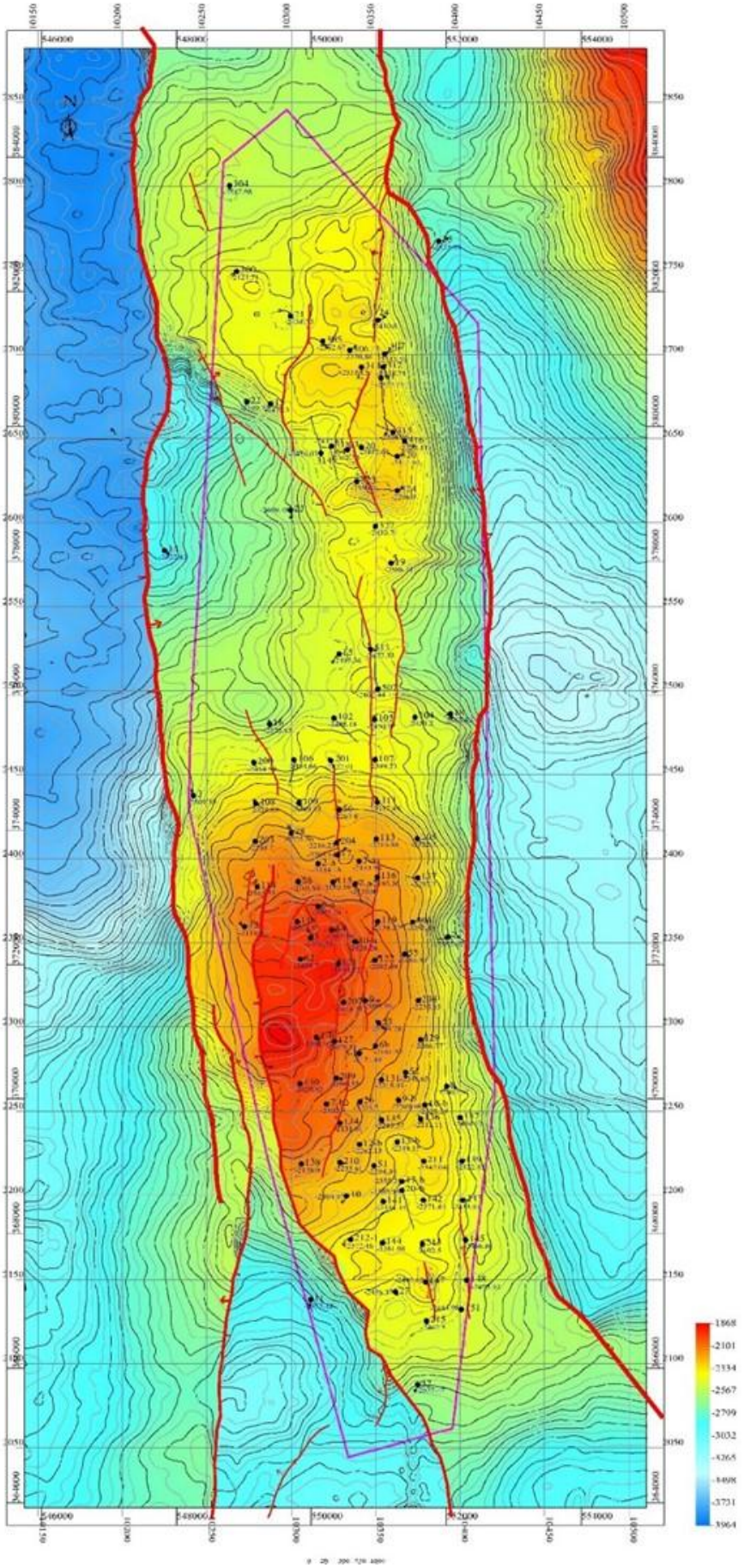


Рисунок 2.1.3 – Структурная карта по кровле сейсмического горизонта МКТ (согласованная с данными бурения) по данным переинтерпретации сейсмики НИИ «Чжуньюань» 2018г.

Южная периклиналь складки замыкается на глубине -2600м. Северная периклиналь также раздваивается и замыкается на отметке -2600м. В северной части складки выделяется локальное поднятие с тремя маленькими сводами на высотах -2300-2400м. Это поднятие через узкую седловину на глубине -2400м соединяется с южным поднятием. Размеры северного поднятия по изогипсе -2400м составляют 4,5х2,0км, южного поднятия-9,0х4,0км.

Поверхность осложнена многочисленными нарушениями различной направленности, но протяженные более крупные разломы имеют общую субмеридиональную направленность и на юге частично субщиротную (район скважин 22 и 13).

Карбонатная толща КТ-II

В результате новой интерпретации 3Д сейсмического куба с учетом данных всех пробуренных скважин были получены более детальные в тектоническом плане карты по отражающим горизонтам. Ниже, для сравнения приведена разломная тектоника предыдущей интерпретации, представленный в рамках отчета «ПЗ-2009 г» и настоящей (рис. 2.1.4).

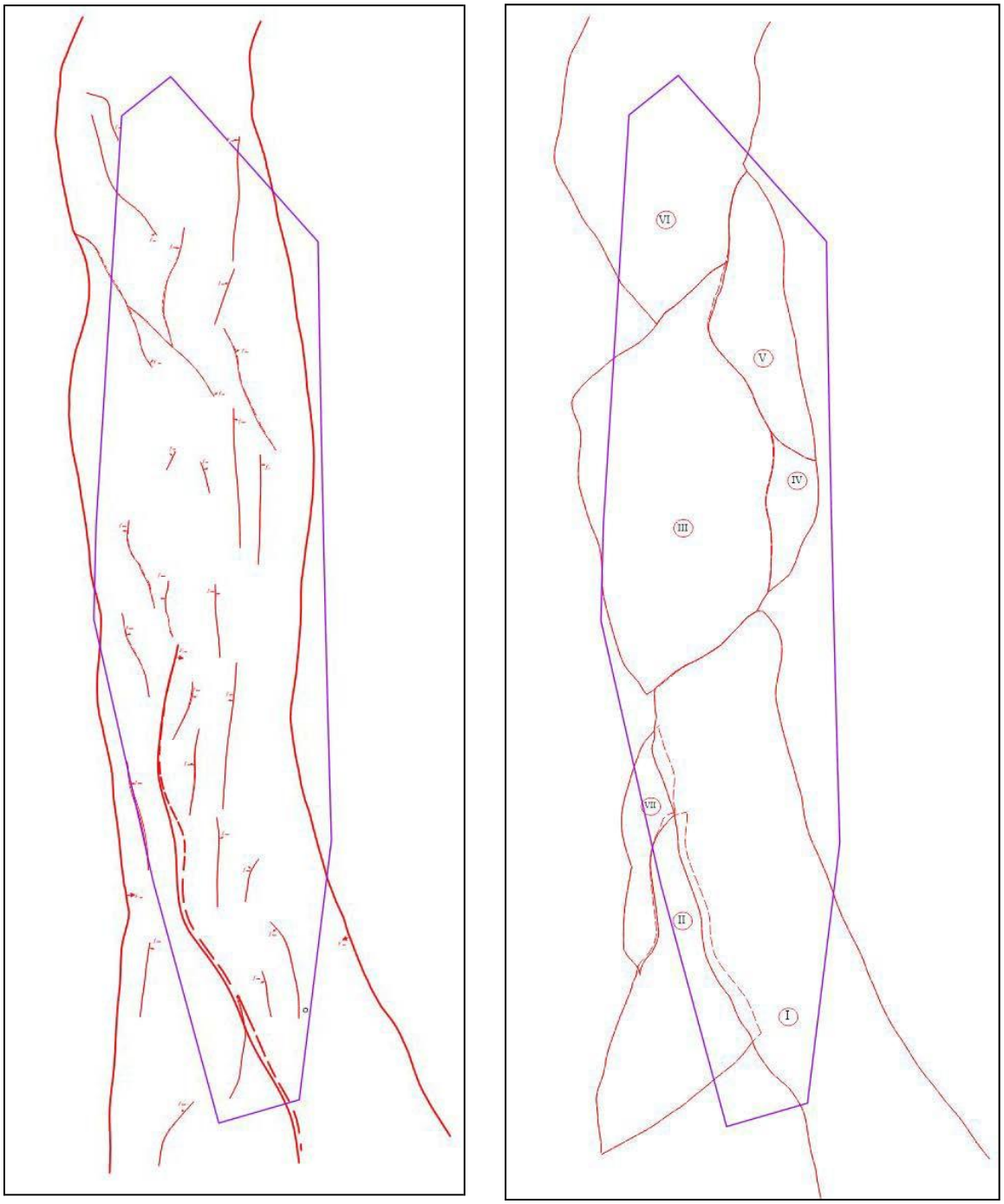


Рисунок 2.1.4 – Сравнение положений тектонических нарушений по кровле КТ-II в сейсмической интерпретации ТОО «RES» 2007г. и НИИ «Чжуньюань» 2018г

Из представленного выше сравнение тектонических нарушений, можно сделать вывод, что структурно-блочное строение пачки КТ-II претерпело некоторые изменение. Несмотря на значительное количество выделенных тектонических нарушений, явного деления залежи на блоки не прослеживается (по новой интерпретации структура образуют единую залежь, которая осложнена двумя сводами - северным и южным, и межсводовой седловиной). Однако стоит отметить, что на севере структуры напротив, по сравнению с предыщим отчетом в (район 300, 304 скважин) были выделены дополнительные нарушения, но это не привело к увеличению числа обособленных сегментов по новой интерпретации «НИИ Чжунюань», данный район, как и в предыдущем отчете остался единым.

Таким образом, по сейсмическим и скважинным данным «скелет» месторождения Алибекмола представлен в виде массивной пластовой карбонатной постройки, осложненной системой многочисленных дизъюнктивных дислокаций.

Отражающий горизонт КТ-II (П2) - кровля второй карбонатной толщи или кровля верхней толщи каширских отложений (рис.2.1.5).

Отражающий горизонт П2' прослеживается на всей площади работ и относится к кровле подстилающих КТ-II терригенных нижне-среднекаменноугольных отложений.

На структурной карте по кровле КТ-II (рис. 2.1.5, граф.), структура имеет вид брахиантиклинальной складки, осложненной двумя сводами - северным и южным, субмеридианального простирания с выположенной приосевой частью. Структура осложнена серией тектонических нарушений субмеридианального и изредка субширотного простирании. Субмеридиональные нарушения представлены преимущественно взбросами, а те субширотные нарушения, которые представлены на структуре имеют сдвиговую, природу. Карбонатные отложений КТ-II имеют значительное сужение приподнятой зоны между южными и северными разломами.

Южный свод, представляет собой горст, ограниченный с запада и востока разломами F1 (простирается по ССЗ-ЮЮВ, направление по ЮЗЗ, протяженность достигает примерно до 22,2 км, амплитуда взброса варьируется в пределах 500 м, смещение по взбросу на двух сторонах по простиранию уменьшается постепенно, тектоническое нарушение контролирует западную границу месторождения Алибекмола) и F2 (также является одним из основных контрольных разломов на месторождении Алибекмола, проходит через все месторождение, имеет север-южное простирание, восточное направление, амплитуда взброса варьируется в пределах 200-800 м, протяженность достигает до 17,6 км, контролирует восточную границу нефтяного месторождения Алибекмола.) надвигового характера, амплитуды которых в центральной части достигают до 800 метров, по простиранию постепенно затухают, вплоть до полного их исчезновения. В плане повторяет вышележащие горизонты, с отличием в том, что в плане структура (северо-западная часть) смещается на северо-восток и несколько сужается. И в более расширенном виде представляется структура примыкания на юго- востоке свода, которая по вышележащим поверхностям представлялась в виде узкой полосы. Размеры южного свода по замкнутой изогипсе -3100м и, ограничивающим с запада и востока его разломам, равна 10,5х3,5м. В пределах участка выделяются свод в районе скважин 207 и 127. В блоке прослеживаются малоамплитудные субмеридианальные (f_{29}, f_{20}, f_{30}, f_{19}, f_{27}, f_{14}, f_{15}, f13, f12, f24) нарушения, не влияющие на строение залежи.

В центральной части выделяется узкая, вытянутая седловина, разделяющая

Северный и Южный своды, которая также ограничена с запада и востока разломами F1 и F2 надвигового характера. Размеры седловины составляют 4,7х3,0км. Сводовая часть установлена в районе скважин 23, 15, 22 и 327, свод имеет асимметричную форму с крутым южным крылом (углы падения составляют примерно 17–19^{o}) и пологим северным (углы падения 6–8^{o}). В своде прослеживаются малоамплитудные субмеридианальные (f_8, f_9, f_{11}, f_{10}, f_7, f_4, f_5) и субширотные (f_4, f_6) нарушения, небольшой протяженностью.

Северный свод, который представляет собой раздвоенную северную периклинальную часть Алибекмолинского вала, частично отсеченный от центральной части крупными субширотно-субмеридионально разрывными нарушениями F4-f6. Амплитуда нарушения варьирует от 300 до 600 м. Участок осложняется субмеридиональными разломами различной протяженности. В своде имеет отметку 2500м и замыкается на западе на отметке -2800м; на востоке на отметке -2700м. Размеры Северного свода составляют 3,75х1,75км. В Северном своде также прослеживаются малоамплитудные субмеридианальные (F_7, f_4, f_3, f_2) нарушения. Активность тектонических нарушений затухает и струтура моноклинально погружается на север, границы между центральным участком не прослеживается.

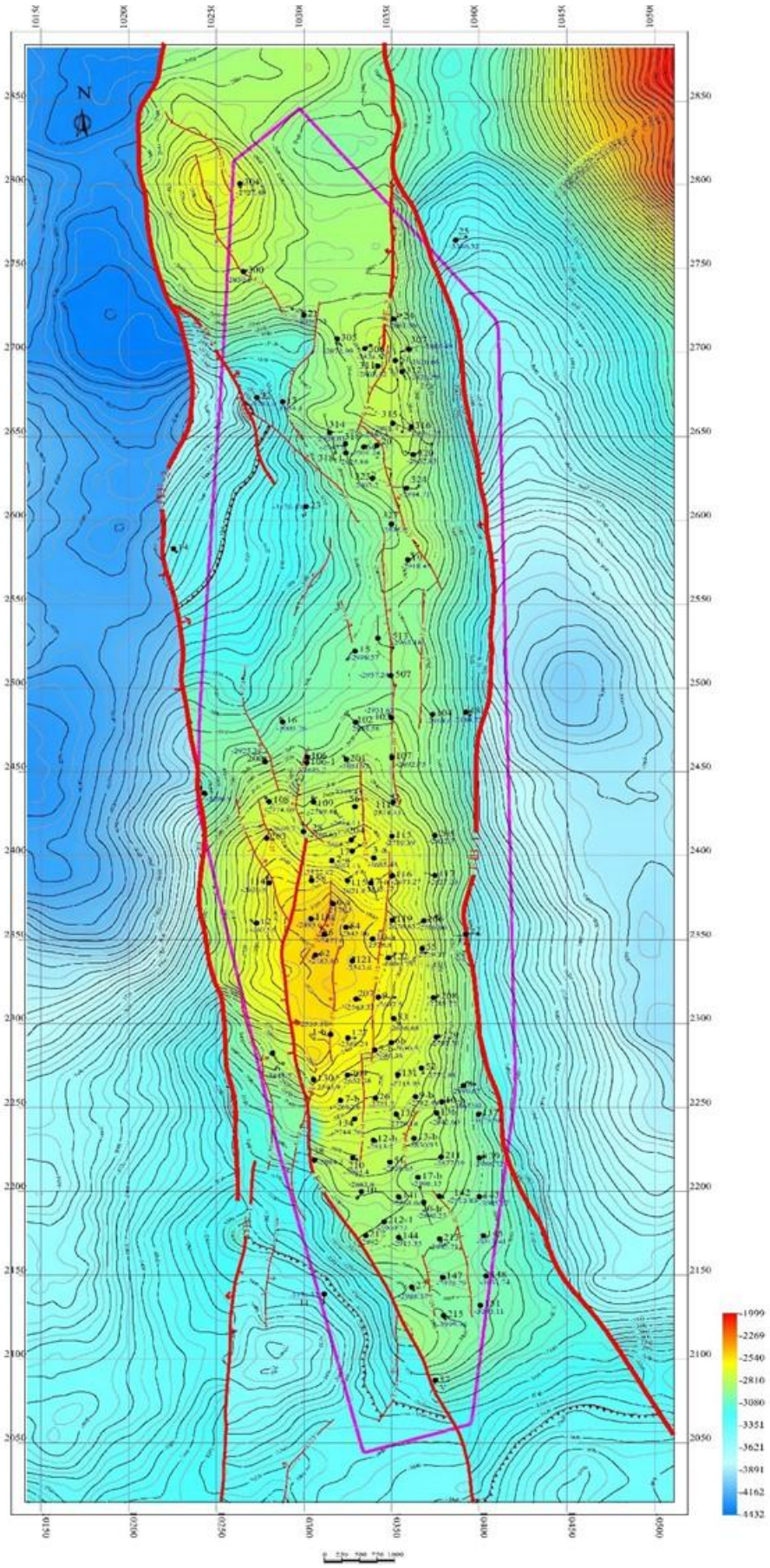


Рисунок 2.1.5 – Структурная карта по кровле сейсмического горизонта КТ-II-I-1 (согласованная с данными бурения) по данным переинтерпретации сейсмики НИИ «Чжуньюань» 2018г

В целом по новой интерпретации НИИ «Чжуньюань» месторождение по площади образует единую залежь, однако для пластов КТ-II-II-3 и КТ-II-II-4 в структурном плане залежи северного и южного свода разделены между собой вытянутой складкой, по сути седловиной и ограничены по принятым межфлюидным контактам. Можно отметить, что по результатам работы представленный ранее в 2007 году структурный план месторождения стал в большей степени отличаться от принятой модели тектонических нарушений, эти изменения стали выделятся в следствии, в основном, из-за нового подхода технологии обработки сейсмического материала, что позволило выделить и пересмотреть раннее выявленные тектонические нарушения и дополнить их. В сравнение с результатами новой интерпретации 2018 г, тектонические нарушения субширотного простирания менее развиты на месторождении. На горизонте КТ-II главные тектонообразующие нарушения, а также и вторичные тектонические нарушения относятся к взбросовому типу. Эти нарушения развивались в разных стадиях, проходили многократные движения, образуя таким образом сложную систему тектонических нарушений. Также стоит отметить, что Алибекмолинский вал образован герцинским выступом, ограниченным с двух сторон региональными субмеридиональными разломами взбросового характера. Скопления углеводородов связаны преимущественно с южным поднятием вала. Сопоставление структурных карт по отражающим горизонтам $П_2^С$, $П_2^Т$, $П_2$, $П_2^{"}$ и $П_2^1$ показывает совпадение структурных планов по этим поверхностям, что является подтверждением унаследованного развития поднятия Алибекмола в каменноугольный период.

Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность месторождения Алибекмола связана с подсолевыми каменноугольными отложениями, к которым приурочены две продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, разделенные 159,1-1009,4 метровой межкарбонатной толщей пород (МКТ), где на отдельных участках также выделены линзовидные нефтенасыщенные пласты коллектора.

Верхняя карбонатная толща КТ-I, с которой связана газонефтяная залежь, в стратиграфическом отношении приурочена к отложениям верхнеподольско-гжельского возраста и находится в интервале глубин 1836 – 4077 м. Толща сложена известняками, доломитами и известково-доломитовыми разностями карбонатных пород, с прослойками терригенных, преимущественно аргиллитовых пород. Нижняя карбонатная толща КТ-II, содержащая нефтяную залежь, приурочена к отложениям верхневизейско-каширского возраста в интервале глубин 3013 – 3894 м и литологически представлена преимущественно известняками с прослоями зеленовато-серых аргиллитов. Межкарбонатная толща, приуроченная к отложениям верхнемосковского подъяруса, на 50-90% сложена

терригенными породами.

Общая толщина КТ-I изменяется от 39,1 м до 667,0 м, МКТ - от 159,1 до 1009,4 м, а КТ-II по скважинам изменяется от 251,5 м до 895,6 м.

Характеристика верхней карбонатной толщи КТ-I

Количество пластов - коллекторов изменяется от 1 до 43. Их толщина колеблется в пределах от 0,4 до 27,7 м.

По площади залежи КТ-I суммарные газонасыщенные толщины коллекторов по скважинам меняются от 1,4 м (скв. 05В) до 52,1 м (скв. 118), нефтенасыщенные - от 2,5 м (скв. 129) до 49,5 м (скв. 118). Коэффициент расчлененности по залежи составляет 20,7, а коэффициент песчанистости - 0,14. Количество пластов - коллекторов в скважинах изменяется от 1 до 43.

Газ с конденсатом получен из двух объектов по скважинам 5 и 9. При этом дебиты газа сепарации колеблются от 28,76 до 94,33 тыс. $м^3$/сут на штуцерах соответственно 4 и 7 мм. Дебиты дегазированного конденсата на этих же режимах варьируют от 0,678 до 1,506 $м^3$/сут. Дебиты нефти по пяти фонтанным объектам изменяются от 1,7 $м^3$/сут до 74,1 $м^3$/сут., а дебиты попутного газа – соответственно от 1,75 до 14,21 тыс. $м^3$/сут. При этом депрессии на пласт варьировали от 10,54 до 38,46 % от пластового давления.

Газонефтяной контакт, как и ранее принятом отчете принимается условно на отметке -1674,7 м, по кровле нефтяного пласта, давшего чистую нефть в скважине 12. Этому положению ГНК не противоречат результаты испытания скважины 5, давшей из интервала абсолютных отметок -1663,7 -1690,7 м газ с нефтью с газовым фактором 3700- 4000 $м^3/м^3$.

ВНК для пачки КТ-I принято без изменения, как и в утвержденном отчете, на отметке -1776,9м, что соответствует подошве опробованного пласта 2032-2052м по скважине №5, где был получен приток пластовой нефти с дебитом 5,76 $м^3$/сут.

Исходя из принятых отметок газонефтяного и водонефтяного контактов, высота газовой части залежи составляет 203 м, а нефтяной части - 102,2 м. Площадь нефтеносности равна 10097 тыс.м^2, при средневзвешенной нефтенасыщенной толщине – 17,0 м; площадь газоносности 6191,0 тыс.м^2, средневзвешенная газонасыщенная толщина – 14,6 м.

По типу природного резервуара залежь является массивной, тектонически экранированной.

Характеристика межкарбонатной толщи МКТ

По данным каротажных исследований скважин и аналогии с месторождением Жанажол межкарбонатная толща представлена, в основном, аргиллитами (глинами) и песчаниками. В отдельных частях разреза среди аргиллитов залегают карбонатные породы. Межкарбонатная толща имеет большую мощность (в среднем 500 м), в отдельных скважинах разница в глубинах выявленных коллекторов составляет более 100 м. Поэтому в рамках «ПЗ-2021г» в толще МКТ были выделены три продуктивных пласта, на основе составленных корреляционных схем.

В результате интерпретации данных ГИС в разрезе пробуренных скважин выявлены нефтенасыщенные коллектора по трем пластам. Залежи представляют собой литологически экранированные линзовидные тела, эффективная нефтенасыщенная толщина которых по трем пластам изменяются в пределах 1,4-26,9 м.

Пласт 1

Пласт вскрыт 110 скважинами и двумя боковыми стволами.

Выделены три нефтяные залежи: в районе скважины 318, скважины 324, скважины 05В. Залежи выделены по результатам интерпретации данных ГИС, опробованием не подтверждены.

Нефтенасыщенные толщины в пределах пласта 1 меняются от 3,8м (скв.127) до 20,3м (скв.05В). Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 2,4, а коэффициента песчанистости - 0,06. Площадь нефтеносности по пласту составляет 660 тыс.км^2.

Пласт 2

Пласт вскрыт 110 скважинами и двумя боковыми стволами. Выделены 6 нефтяные залежи. Залежи выделены по результатам интерпретации данных ГИС 17 скважин и в одной скважине подтверждены опробованием.

Нефтенасыщенные толщины в пределах пласта 2 меняются от 1,4м (скв.324) до 26,9м (скв.104). Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 2,2, а коэффициента песчанистости - 0,09. Площадь нефтеносности по пласту составляет 5110 тыс.км^2.

Пласт 3

Пласт вскрыт 110 скважинами и двумя боковыми стволами. Выделены четыре нефтяные залежи: в районе скважины 02А, скважины 114, скважины 05В, скважин 01В и 6. Залежи выделены по результатам интерпретации данных ГИС, опробованием не подтверждены. Нефтенасыщенные толщины в пределах пласта 3 меняются от 2,7м (скв.05В) до 21,5м (скв.114). Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 2,7, а коэффициента песчанистости - 0,05. Площадь нефтеносности по пласту составляет 1114 тыс.км^2.

Характеристика нижней карбонатной толщи КТ-II

На основе детальной корреляции разрезов всех скважин с учетом проведенного стратиграфического расчленения КТ-II, анализов кернового материала, данных опробования и эксплуатации скважин выделены четыре разобщенных продуктивных пластов-коллекторов, два из которых -1 и 2 относятся к КТ-II-I, а два – 3 и 4 – к КТ-II-II.

КТ-II-I-1 связан с верхнекаширскими отложениями и представлен низкопоровыми породами с пористостью 4-6-7% (проницаемость - 1,2 мкм^2). Площадь нефтеносности пласта составило– 79721тыс.м^2.

КТ–II-I-2 связан с нижнекаширскими и верейскими отложениями. Пласт характеризуется хорошими коллекторскими свойствами (пористость 6-12%, проницаемость 2,2 мкм^2). Общая площадь нефтеносности пласта составила 64695 тыс.м^2.

КТ-II-II-3 связан с прикамским и северо-кельтменским горизонтами башкирского яруса. Это самый значительный по толщине пласт (266-324м). Пористость пласта изменяется от 4 до 12%, проницаемость 7 мкм^2. Общая площадь нефтеносности пласта составила 52250 тыс.м^2.

КТ-II-II-4 приурочен к краснополянским и серпуховским отложениям. Это самый небольшой по площади и высоте объект. Пористость коллекторов колеблется от 4 до 7%, проницаемость не определена в связи с отсутствием отбора керна в данном пласте. Общая площадь нефтеносности составила 7826 тыс.м^2.

На основе анализа результатов опробований разведочных скважин и исследований по определению профиля притока, ВНК принято единой для всей залежи КТ-II.

В таблице 2.1.1 представлены интервалы получения нефти (подошва) и воды (кровля).

Таблица 2.1.1 – Обоснование ВНК «ПЗ-2021г»

Скважина	Характер насыщения пласта					
	по опроб.		по ГИС		по PLT	
	под. нефти	кров. воды	под. нефти	кров. воды	под. нефти	кров. воды
305	-3331					
102	-3330					
213	-3327			-3339		
20	-6681		-3339	-3341		
16	-6701					
21		-3480	-3320	-3339		
10		-3346				
15		-3355				
215					-3339*	-3347
201					-3327	-3340
304			-3329	-3340		
314			-3030	-3339		
208			-3329	-3340		
108			-3339			
106-1				-3339		
200				-3341		
139			-3327	-3342		
211			-3339	-3342		

Исходя из вышеизложенного, ВНК для продуктивной пачки КТ-II принимается единым, на отметки -3339 м. (подошва получения чистой нефти, по результатам PLT скважины 215 таблица 2.1.1). Эту отметку подтверждают и результаты PLT исследований по скважине 201, где на глубине -3339 была получена пластовая вода, а также результаты опробований разведочных скважин 16 и 20, по которым на данных отметках были получены дебиты нефти и пластовой воды.

В целом, месторождение представляет собой массивно- пластовый продуктивный резервуар.

Залежи всех продуктивных пластов относятся к типу пластовых, тектонически и литологически экранированных. Общая высота продуктивной части месторождения составляет 500 - 800 м. Ниже приводится описание строения выделенных продуктивных пластов.

Первый продуктивный пласт КТ-II-1-1. Продуктивность пласта доказана опробованием в 8 разведочных скважинах (скважины 5, 9, 10, 15, 16, 21, 24, 27). Эффективная нефтенасыщенная толщины также изменяются от 1 м (скважина 212) до 70 м (скважина 318) в среднем равно 14,3 м. Коэффициент расчлененности залежи составляет

6,7, коэффициент песчанистости - 0,1.

Второй продуктивный пласт КТ-II-I-2. Продуктивность пласта доказана опробованием в 11 разведочных скважинах (5, 8, 9, 10, 15, 16, 19, 17, 20, 21, 27). Эффективная нефтенасыщенная толщины также изменяются от 0,3 м (скважина 315) до 67,6 м (скважина 05В) в среднем равно 29,3 м. Коэффициент расчлененности залежи составляет 10,4, коэффициент песчанистости - 0,3.

Третий продуктивный пласт КТ-II-II-3. Продуктивность пласта доказана опробованием в 9 разведочных скважинах (5, 8, 9, 10, 17, 20, 21, 22, 24). Эффективная нефтенасыщенная толщины также изменяются от 0,8 м (скважина 8) до 126,3 м (скважина 5) в среднем равно 54,4 м. Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 20,8, а коэффициента песчанистости - 0,26.

Четвертый продуктивный пласт КТ-II-II-4. полностью вскрыт только тремя скважинами 5, 9, 21, (частично вскрыт 49 скважинами). Эффективная нефтенасыщенная толщины также изменяются от 1,3 м (скважина 06А) до 25,1 м (скважина 54) в среднем равно 7,9 м. Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 5,7, а коэффициента песчанистости - 0,56.

.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы данные лабораторного изучения образцов керна, материалы геофизических и гидродинамических исследований скважин.

Анализ исследований керна.

Керн отбирался в 38 скважинах. Всего на месторождении с отбором керна пройдено 3876,75 м, вынос керна 1882,9 м, что составляет 48,57% от проходки. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, было отобрано и проанализировано 2689 образцов керна 35 скважины, из них 330 образца приходится на толщу КТ-I, 2281 образцов – КТ-II, 59 образца – в межкарбонатную толщу. Вне продуктивных горизонтов с отбором керна пройдено 447,7 м, при этом вынесено 172,5 м или 38,5% от проходки. За пределами горизонтов оказались 19 образцов керна.

Кондиционные значения пористости и проницаемости выше граничных (Кп≥4%, Кпр≥0,1 мкм^2*10^{-3}) составляют 722 образцов, из них 85 образцов приходится на толщу КТ-I, 637 – на продуктивную толщу КТ-II.

Отобранный керн был исследован в различных организациях: Гипровосток-нефть, КазНИГРИ, АЭГИС, НВНИИГГ и ВНИГНИ и в основном в АктюбНИГРИ, Core Lab и в лаборатории филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз». При изучении свойств пород были использованы стандартные методы исследования, проведены стандартные и специальные исследования керна (определение коэффициента вытеснения нефти, фазовая относительная проницаемость, капиллярное давление, нагнетание ртути, смачиваемость).

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований с целью оценки нефтенасыщенности, толщин, коллекторских свойств пластов-коллекторов.

В скважинах, пробуренных в продуктивной части разреза производилось долотом диаметром 215,9 мм на полимерном буровом растворе со следующими параметрами: удельный вес 1,28-1,33 г/см^3, вязкость 45-64 сек, удельное электрическое сопротивлением от 0,078-0,086 Ом·м при 18-20^{0}С до 0,026 Ом·м при 74,2^{0}С. Плотность воды в пластовых условиях – 1,043 г/см^3.

Комплекс ГИС включал следующие виды геофизических исследований:

- Гамма-каротаж – ГК;
- Спектральный гамма-каротаж (СГК);
- Кавернометрию – Кв;
- Электрокаротаж ближней и дальней зоны зондами различных модификаций – БК;
- Плотностной каротаж – ГГКп;

- Акустический каротаж – АК;
- Нейтронный каротаж – Кпннк;
- Фотоэлектрический эффект (ФЭФ).

Для контроля искривления ствола скважин и ориентации их в пространстве по мере углубления скважин выполнялась инклинометрия со снятием отсчетов через 25 м. Качество цементирования обсадных колонн оценивалось по материалам акустической цементометрии (АКЦ).

Качество материалов геофизических исследований соответствует требованиям «технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» Москва «Недра» 1985г.

При оперативной интерпретации данных ГИС выделены интервалы коллекторов, дана оценка их эффективных толщин, определены коэффициенты пористости и характер насыщения.

Расчленение разреза на потенциальные коллекторы и вмещающие породы осуществлялось по количественным признакам, использовалось граничное значение открытой пористости, равным Кп.гр – 4%, объемная глинистость Кгл.гр – 10%, проницаемость – 0,1 мкм^2*10^{-3}.

Для повышения достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств и коэффициента нефтегазонасыщенности необходимо выполнить опробование пластов, имеющих по комплексу ГИС неоднозначную характеристику по насыщенности и принадлежности к группе коллекторов или неколлекторов.

За отчетный период дополнительных исследований методом FMI выполнено не было.

В скважинах компаниями «Shlumberger», «Weatherford» и «CNLC» проводились исследования по определению трещин с помощью пластового акустического микроимиджера FMI, CMI, CBIL.

Общее количество проведенных исследовании методами FMI, CMI, CBIL составило 63 скважин. Из них, компанией «Shlumberger» FMI и FMS в 35 скважинах. Компанией «Weatherford» CMI в 23 скважинах. Компанией «CNLC» CBIL в 5 скважинах.

Методы позволили определить наличие открытых, частично-открытых трещин, трещины бурения, границ напластований, угловые несогласия, нарушения, углов падения и азимут границ напластования. По результатам проведенного анализа FMI выявлены трещины открытые, частично открытые, залеченные трещины. Формирование их происходило в основном в приразломных частях месторождения. Трещины разнонаправленные, большинство из них направлены с Востока-Юго-Востока на Запад-

Северо-Запад и с Северо-Северо-Запада на Юго-Юго-Восток. Углы падения трещин меняются от 10 до 90°, в основном от 20 до 85°, максимальная плотность трещин достигает до 44 трещин на метр, минимальное значение – 5 трещин на метр. Средняя раскрытость трещин изменяется в диапазоне 0,001÷0,1 мм.

Метод ПЛТ (профиль притока) был проведён в 91 скважине. За период 2020-2022г, на месторождении провели исследования методам ПЛТ – по определению профиля притока и профиля приемистости в 10 скважинах (А10а, А064, А201, А204, А207, А215, А307, А316, А323, А327), исследования проводила компания «ГеоМунайРесурс» прибор ПИК-38. С помощью этого метода были определены работающие интервалы притока газа, нефти, воды и оценена целостность колонн в скважинах.

В дальнейшем рекомендуется проводить исследования ГИС-контроля, методом ПЛТ (профиль притока), для определения тех. состояния колонны, и работающих интервалов притока нефти, газа и воды.

Приводятся средние значения параметров пластов (пористости, проницаемости, насыщенности). Средние значения пористости и насыщености по данным ГИС остаются без изменения, так как не были пробурены новые скважины. Отмечаются изменения в значениях проницаемости по керну, пористость по керну практически не изменилась.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.1; статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина, м	Наименование	КТ-I	МКТ	КТ-II-I-1	КТ-II-I-2	КТ-II-II-3	КТ-II-II-4
Общая	Средняя, м	441	506	202,6	103,59	261,5	135,51
	Интервал изменения, м	81-549	159-679	137,35-816	65-173,8	144,1-357,7	55,3-264,3
	Коэффициент вариации	0,22	0,04	0,37	0,14	0,18	0,77
Газонасыщенная	Средняя, м	18	-	-	-	-	-
	Интервал изменения, м	2-53	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,82	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	20	11	14,4	30	54,4	7,9
	Интервал изменения, м	3-47	1,4-35	1-70	0,33-67,6	0,8-126,4	1,3-25,1
	Коэффициент вариации	0,58	0,81	0,69	0,49	0,56	0,85
Водонасыщенная	Средняя, м	55	6	5,6	5,24	21	30,2
	Интервал изменения, м	6-163	1,2-14	1,8-9,5	2,0-10,2	0,3-68,3	6,2-103,7
	Коэффициент вариации	0,53	0,65	0,56	0,68	0,80	0,86
Эффективная	Средняя, м	63	9	14,4	29,3	60,9	18,5
	Интервал изменения, м	6-163	1,2-35	1-70,1	0,33-67,6	4,4-126,4	1,3-103,7
	Коэффициент вариации	0,48	0,87	0,68	0,52	0,45	1,21

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.		
	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации

КТ-I	0,14	0,02-0,35	0,45	20,7	2-43	0,47
МКТ	0,02	0,002-0,1	0,84	3,2	1-14	0,86
КТ-II-I-1	0,1	0-0,39	0,77	6,7	1-23	0,63
КТ-II-I-2	0,30	0,003-0,63	0,52	10,4	1-20	0,36
КТ-II-II-3	0,30	0,05-0,5	0,38	20,8	3-39	0,42
КТ-II-II-4	0,56	0,1-1,3	0,57	5,75	1-21	0,90

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамическим исследованиям скважин приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	**Наименование**	**Проницаемость в нефтяной части, мкм^2*10^{-3}**	**Проницаемость в газовой части, мкм^2*10^{-3}**	**Пористость в нефтяной части, доли ед.**	**Пористость в газовой части, доли ед.**	**Нефтенасыщенность, доли ед.**	**Газонасыщенность, доли ед.**
1	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***
КТ-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	2	2	-	-
	Количество определений	44	21	52	22	-	-
	Среднее значение	8,85	7,67	0,12	0,10	-	-
	Коэффициент вариации	1,88	1,34	0,37	0,27	-	-
	Интервал изменения	0,2-89	0,18-42,31	0,05-0,23	0,05-0,18	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	31	18	26	18
	Количество определений	-	-	221	132	174	124
	Среднее значение	-	-	0,09	0,10	0,74	0,82
	Коэффициент вариации	-	-	0,39	0,35	0,15	0,14
	Интервал изменения	-	-	0,04-0,23	0,04-0,21	0,50-0,94	0,50-0,99
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
МКТ							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	22	-	22	-
	Количество определений	-	-	80	-	76	-
	Среднее значение	-	-	0,07	-	0,77	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,22	-	0,16	-
	Интервал изменения	-	-	0,04-0,11	-	0,50-0,97	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
КТ-II-I-1							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	-	3	-	-	-
	Количество определений	9	-	11	-	-	-
	Среднее значение	1,1	-	0,11	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,85	-	0,28	-	-	-
	Интервал изменения	0,16-3,09	-	0,05-0,15	-	-	-

Метод определения	Наименование	Проницаемость в нефтяной части, мкм^2*10^{-3}	Проницаемость в газовой части, мкм^2*10^{-3}	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Пористость в газовой части, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	101	-	98	-
	Количество определений	-	-	682	-	501	-
	Среднее значение	-	-	0,06	-	0,71	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,25	-	0,14	-
	Интервал изменения	-	-	0,02-0,12	-	0,50-0,89	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин	-	-		-		-
	Количество определений	-	-		-		-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
КТ-II-I-2							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	11	-	14	-	-	-
	Количество определений	157	-	196	-	-	-
	Среднее значение	2,8	-	0,10	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,93	-	0,29	-	-	-
	Интервал изменения	0,12-37,17	-	0,045-0,19	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	105	-	102	-
	Количество определений	-	-	1106	-	905	-
	Среднее значение	-	-	0,07	-	0,72	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,28	-	0,13	-
	Интервал изменения	-	-	0,02-0,14	-	0,50-0,87	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	2	-	-	-	-	-
	Среднее значение	2,624	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,782	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,568-4,68	-	-	-	-	-
КТ-II-II-3							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	13	-	16	-	-	-
	Количество определений	400	-	430	-	-	-
	Среднее значение	7,8	-	0,105	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,82	-	0,26	-	-	-
	Интервал изменения	0,12-92,47	-	0,045-0,20	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	99	-	96	-
	Количество определений	-	-	1894	-	1497	-
	Среднее значение	-	-	0,07	-	0,71	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,27	-	0,13	-
	Интервал изменения	-	-	0,02-0,18	-	0,50-0,88	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин	8					
	Количество определений	19					
	Среднее значение	0,953					
	Коэффициент вариации	0,823					
	Интервал изменения	0,105-5,76					
КТ-II-II-4							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	17	-	14	-
	Количество определений	-	-	62	-	40	-
	Среднее значение	-	-	0,06	-	0,64	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,22	-	0,12	-
	Интервал изменения	-	-	0,02-0,10	-	0,50-0,80	-

Метод определения	Наименование	Проницаемость в нефтяной части, мкм^2*10^{-3}	Проницаемость в газовой части, мкм^2*10^{-3}	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Пористость в газовой части, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
КТ-II							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	14	-	19	-	-	-
	Количество определений	566	-	637	-	-	-
	Среднее значение	6,3	-	0,10	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,99	-	0,27	-	-	-
	Интервал изменения	0,12-92,47	-	0,045-0,22	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	109	-	107	-
	Количество определений	-	-	3744	-	2943	-
	Среднее значение	-	-	0,07	-	0,72	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,28	-	0,13	-
	Интервал изменения	-	-	0,02-0,17	-	0,50-0,88	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин	71	-	-	-	-	-
	Количество определений	242	-	-	-	-	-
	Среднее значение	2,99	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	2,34	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,01-132,9	-	-	-	-	-

При определении коллекторских свойств и параметров вариаций по результатам лабораторного исследования керна использовалась совокупность их значений, равных или превышающих принятые величины нижних пределов пористости по горизонтам.

Согласно таблице 2.2.3 ***толща КТ-I*** по данным ГИС представлен нефтяными коллекторами с пористостью в среднем равной 0,09 доли ед. и интервалом изменения 0,04-0,23 доли ед. и газовыми коллекторами с пористостью от 0,04 до 0,21 доли ед., средним значением 0,10 доли ед. Диапазон изменения нефтенасыщенности – 0,50-0,94 доли ед., среднее значение составляет 0,74 доли ед., газонасыщенности – от 0,50 до 0,99 доли ед., среднее значение при этом составило 0,82 доли ед.

По данным керна породы-коллекторы характеризуются средней пористостью в нефтяной части – 0,12 доли ед., изменяющейся в пределах 0,05-0,23 доли ед., в газовой части – 0,10 доли ед., изменяющейся от 0,05 до 0,18 доли ед. Проницаемость коллекторов в нефтяной части колеблется от 0,2 до 89 мкм^2*10^{-3}, в среднем составляя 8,85 мкм^2*10^{-3}, в газовой части в среднем составляет 7,67 мкм^2*10^{-3}, изменяется от 0,18 до 42,31 мкм^2*10^{-3}.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт МКТ является нефтеносным. Керн в данном горизонте не анализировался.

По данным геофизических исследований скважин породы-коллекторы характеризуются средневзвешенной пористостью 0,07 доли ед., изменяющейся в пределах

0,04-0,11 доли ед. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 0,50 до 0,97 доли ед., в среднем составляя 0,77 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт КТ-II-I-1 представлен коллекторами по данным ГИС со средневзвешенной пористостью, изменяющейся в диапазоне 0,02÷0,12 доли ед., составляя в среднем 0,06 доли ед., среднее значение нефтенасыщенности – 0,71 доли ед., изменяется в пределах 0,50-0,89 доли ед.

По данным керна пористость изменяется в пределах 0,05-0,15 доли ед., в среднем составляя 0,1 доли ед., проницаемость – от 0,16 до 3,1 мкм^2*10^{-3}, в среднем – 1,1 мкм^2*10^{-3}.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт КТ-II-I-2 по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью в среднем равной 0,07 доли ед. и интервалом изменения 0,02-0,14 доли ед. Диапазон изменения нефтенасыщенности – 0,50-0,87 доли ед., среднее значение составляет 0,72 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна открытая пористость изменяется от 0,045 до 0,19 доли ед. и равной в среднем 0,10 доли ед. Проницаемость колеблется в пределах 0,12-37,17 мкм^2*10^{-3} и составляет в среднем 2,8 мкм^2*10^{-3}.

По данным гидродинамических исследований интервал изменения проницаемости составляет 0,568-4,68 мкм^2*10^{-3}, в среднем – 2,624 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт КТ-II-II-3 по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью равной в среднем 0,07 доли ед. и варьирующей в пределах 0,02-0,18 доли ед. Интервал изменения нефтенасыщенности – 0,50-0,88 доли ед., среднее значение составляет 0,71 доли ед.

Данный пласт по анализам керна характеризуется средней пористостью равной 0,105 доли ед., изменяясь при этом в пределах 0,045-0,20 доли ед., средней проницаемостью 7,8 мкм^2*10^{-3}, с интервалом изменения 0,12-92,47 мкм^2*10^{-3}.

По данным ГДИС проницаемость в среднем составляет 0,953 мкм^2*10^{-3}, изменяясь при этом от 0,105 до 5,76 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт КТ-II-II-4. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,06 доли ед., варьирует в диапазоне 0,02-0,10 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,50 до 0,80 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,64 доли ед.

Керн в данном горизонте не анализировался.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт КТ-II по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью равной в среднем 0,07 доли ед. и варьирующей в пределах 0,02-0,17 доли ед. Интервал изменения нефтенасыщенности – 0,50-0,88 доли ед., среднее значение составляет 0,72 доли ед.

Данный пласт по анализам керна характеризуется средней пористостью равной 0,10 доли ед., изменяясь при этом в пределах 0,045-0,22 доли ед., средней проницаемостью 6,3 мкм^2*10^{-3}, с интервалом изменения 0,12-92,47 мкм^2*10^{-3}.

По данным ГДИС проницаемость в среднем составляет 2,99 мкм^2*10^{-3}, изменяясь при этом от 0,01 до 132,9 мкм^2*10^{-3}.

Статистические ряды распределения проницаемости пород-коллекторов продуктивных горизонтов в целом по месторождению представлены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределения проницаемости

Интервал изменения		По данным лабораторного изучения керна							
		Число случаев							
		КТ-I		**МКТ**	**КТ-II-I-1**	**КТ-II-I-2**	**КТ-II-II-3**	**КТ-II-II-4**	**КТ-II**
		газ	**нефть**		***нефть***	***нефть***	***нефть***		***нефть***
0,1	1	5	14	-	5	86	140	-	231
1	10	10	22	-	4	61	182	-	247
10	100	6	8	-	-	10	78	-	88

Значения пористости по керну выше, чем средневзвешенная пористость по ГИС. Это объясняется тем, что имеются пласты с пористостью ниже 4%, в которых получена нефть, и их влиянием средневзвешенного значения пористости по ГИС.

Значения проницаемости при определении по керну и ГДИС близки между собой.

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

2.3.1 Свойства пластовой нефти

Свойства пластовой нефти

После утверждения отчета «ДПР-2024г» отбора глубинных и поверхностныъ проб не проводилось. Исследования проб проведены в лаборатории Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг».

В целом по месторождению исследованы 87 проб пластовой нефти. Из них 3 глубинные пробы - из горизонта КТ-I, 2 глубинные пробы - из горизонта МКТ и 41 глубинных и 41 рекомбинированная пробы - из толщи КТ-II.

Экспериментальные исследования ранее отобранных проб проводились в лабораториях "Гипровостокнефть" (РФ, г.Самара), "ЮУФ ВНИГНИ" (г.Оренбург, РФ), "КазНИГРИ" (г. Атырау, РК), DBR-Oilphase Sclumberger (Канада), "КазКНИЛ ВНИИГАЗ" (РК), "Каспиймунайгаз" (г. Атырау, РК), "НИПИнефтегаз" (г. Актау, РК). Для проведения термодинамических исследований использовалось следующие PVT установки: «Magra PVT» (КазНИГРИ), «Ruska» (ВНИИГаз), «Fluid Eval» (Каспиймунайгаз) «Jefri PVT» (DBR-Oilphase), рассчитанных на жесткие термобарические условия (Р до 60-100 МПа, t до 150-200°С) и работу в кислых средах.

Замеренные параметры пластовой нефти по всем пробам представлены в табличном приложении П.2.3.1 и П.2.3.2.

Горизонты КТ-I и МКТ

По горизонту КТ-I проведено три исследования глубинных проб с 1989 по 1990 г.г. из скв. 5, 9, 12. По пробам из скважин 5 и 12 параметры схожи и имеют расхождения в пределах экспериментальной погрешности. Проба из скважины 9 резко отличается по своим свойствам, и поэтому исключена из рассмотрения. Залежь нефти пласта КТ-I имеет газовую шапку, флюид которой изучался отбором и исследованием проб из скв.9 и 62. Наличие газовой шапки в пласте КТ-I подтверждается промысловыми замерами, лабораторными исследованиями проб и утверждено при подсчёте запасов.

Свойства пластовой нефти горизонта МКТ исследована на основе двух глубинных проб из скважины 107. По замеренным параметрам наблюдается хорошая взаимосвязи параметров (табл.П.2.3.1).

Пласт КТ-II

Пласт КТ-II является наиболее изученным по свойствам пластового флюида. После 2009 г исследования пластовой нефти пласта в основном проведены по рекомбинированным пробам, по которым не представляется достоверно уточнить параметры пластовой нефти при термобарических условиях на момент отбора проб.

Новая глубинная проба отобранная за отчеттый период из скважины 1-b исследована при начальных пластовых условиях, соответственно не представляется возможность достоверно уточнить параметры пластовой нефти при текущих пластовых условиях. По сопоставлению параметров по пробе замерены значения на уровне начальных проб.

На рисунках 2.3.1-2.3.6 представлены изменения параметров пластовой нефти по датам отбора и по изменению давления.

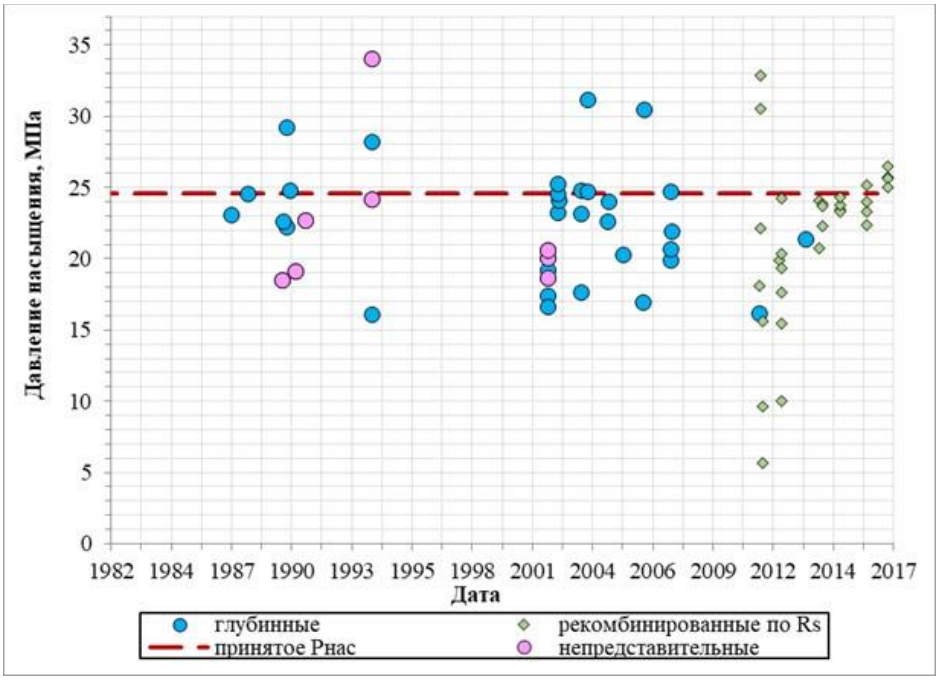


Рисунок 2.3.1 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от времени отбора проб. Пласт КТ-II

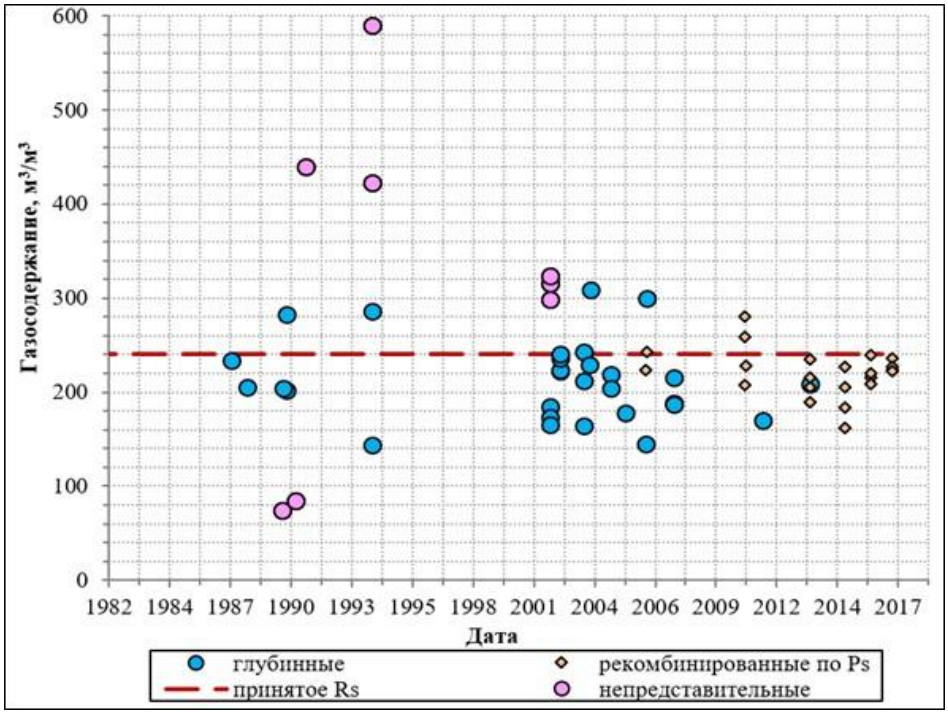


Рисунок 2.3.2 – Зависимость газосодержания пластовой нефти по стандартной сепарации от времени отбора проб. Пласт КТ-II

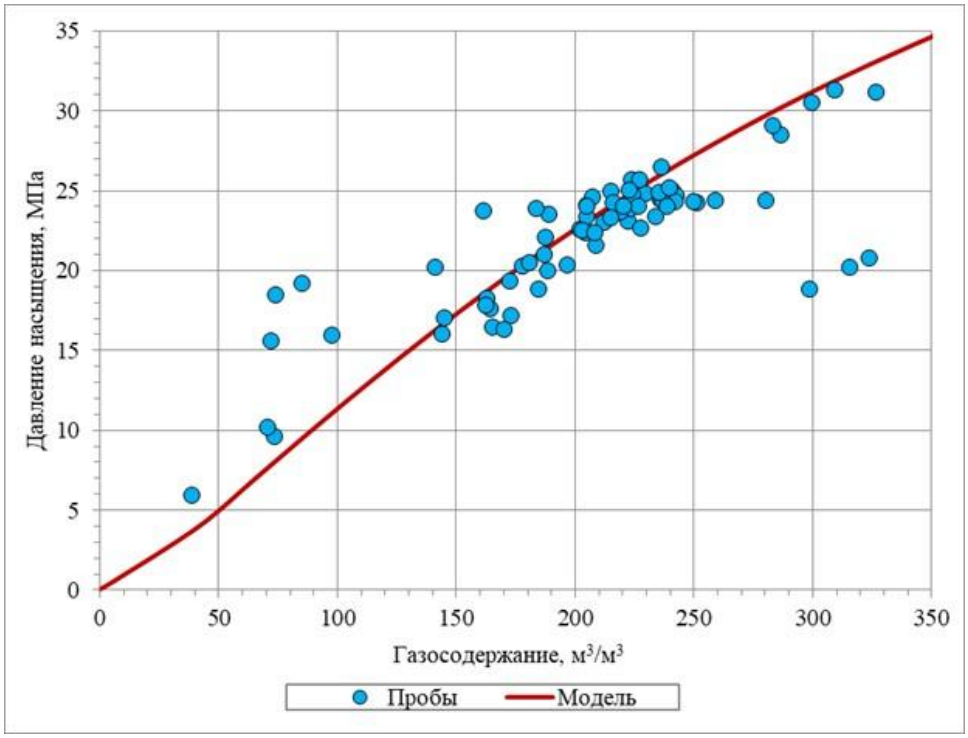


Рисунок 2.3.3 – Зависимость давления насыщения от газосодержания по стандартной сепарации пластовой нефти. Пласт КТ-II

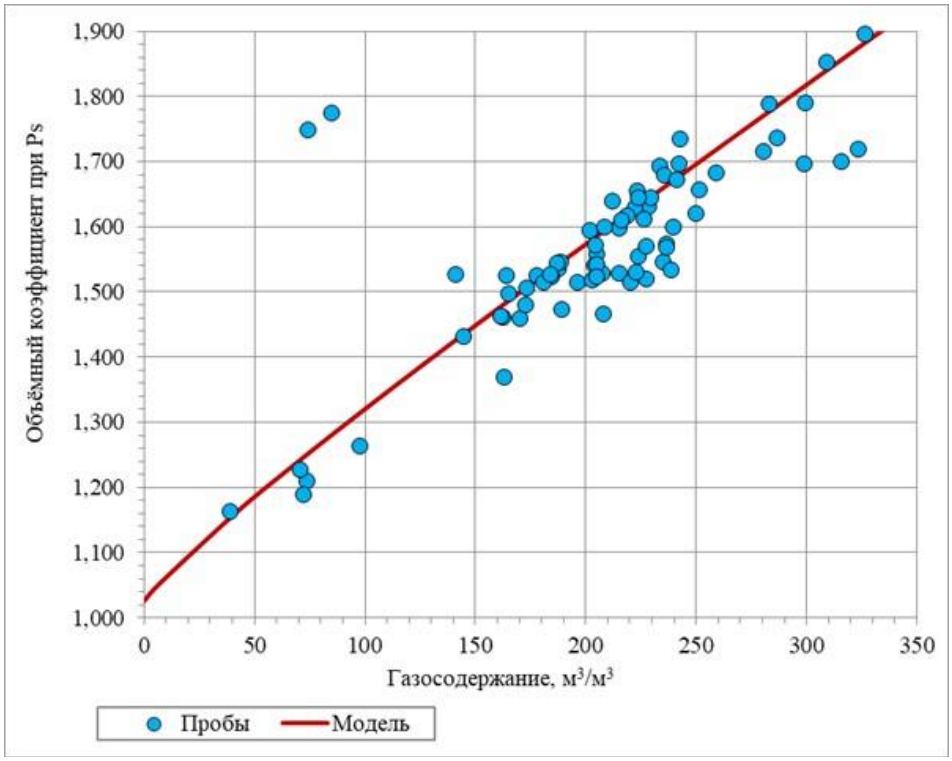


Рисунок 2.3.4 – Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания по стандартной сепарации пластовой нефти. Пласт КТ-II

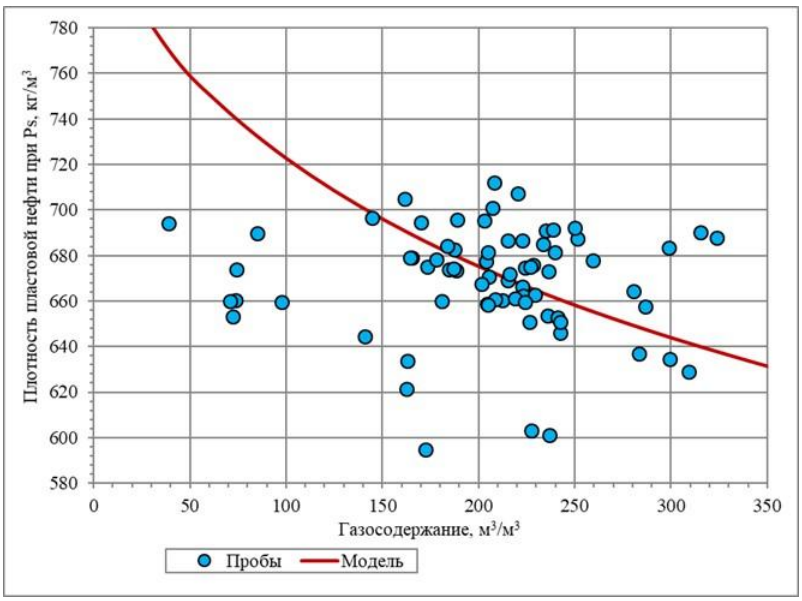


Рисунок 2.3.5 – Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти

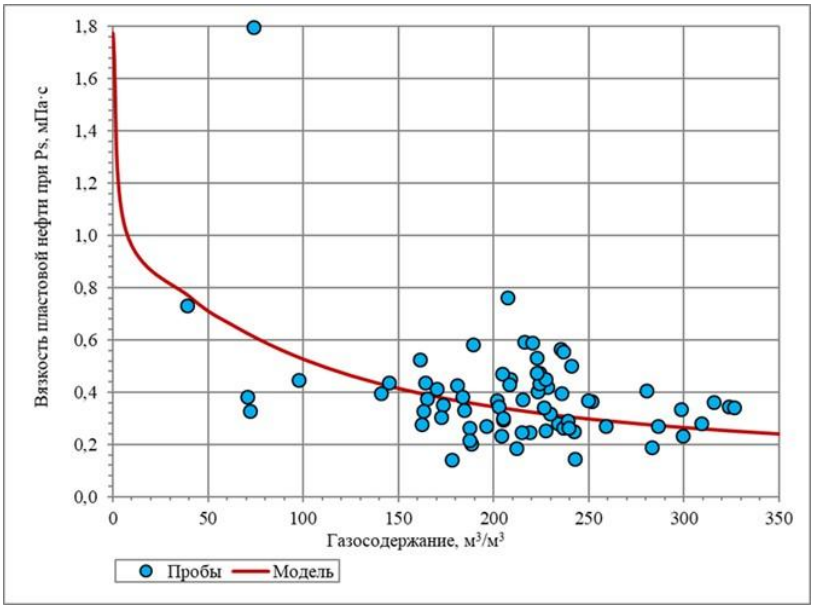


Рисунок 2.3.6 – Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти

По результатам анализа и сопоставления данных, установлено, что по представительным глубинным пробам параметры пластовой нефти по толще КТ-II по двум сводам изменяется в одинаковых диапазонах, и отличия в свойствах пластовой нефти не наблюдаются. Соответственно параметры принимается едины в целом по всей структуре толщи КТ-II.

Флюидальная модель месторождения. Настройка уравнения состояния пластового флюида.

В основу композиционной модели месторождения и обоснования свойств начального пластового флюида были использованы результаты исследования глубинных проб. По результатам анализа данных можно установить, что при имеющиеся высоком этаже нефтеносности наблюдается изменение параметров по глубине погружения. Соответственно для таких залежей лучшей корреляцией, способной описать все свойства

изучаемого флюида, а также его изменяющиеся составы по глубине, является уравнение фазового состояния. Основанная на равновесном теории описания состава уравнения состояния для моделирования свойств пластового флюида даёт множество разных преимуществ перед статистическим или даже корреляционным подходом.

На основе единого уравнения состояния была создана новая флюидальная модель пластового флюида по толще КТ-II, которая хорошо адаптирована на результаты исследования проб, прошедших отбраковку. Под «единым уравнением» нужно понимать использование одного уравнения с одними и теми же параметрами уравнения. За счёт изменения состава по разным пробам достигается сходимость результатов расчёта с экспериментальными замерами параметров этих проб. Тем самым, используя единое уравнение можно не только прогнозировать изменение свойств пластового флюида при истощении залежи, но и описать дифференциацию состава и свойств пластового флюида с глубиной залежи. В рис. 2.3.7-2.3.12 представлены сопоставления изменения параметров по новой модели, а также по замерам проб. Как можно заметить значения параметров по модели располагается в диапазоне экспериментальных данных (синие маркеры). Также в данных рисунках красным выделены пробы, на которых настраивалось уравнение состояние.

Утвержденные параметры нефти по композиционной модели толщи КТ-II представлены в таблице 2.3.1. Также в таблице приведены параметры нефти по толщам КТ-I и МКТ.

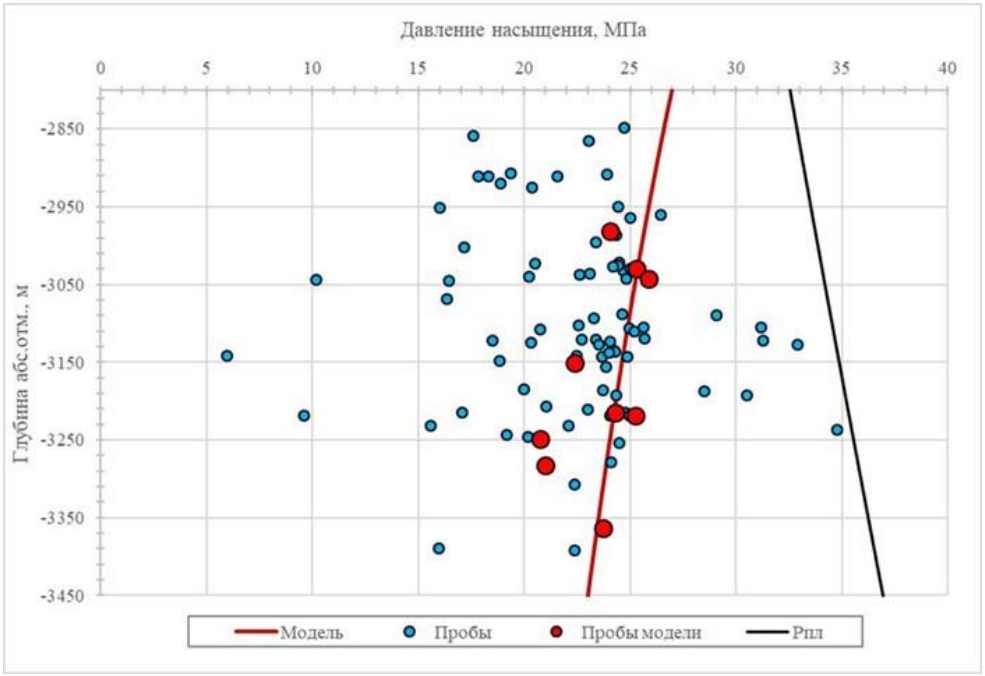


Рисунок 2.3.7 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от глубины для проб пласта КТ-II

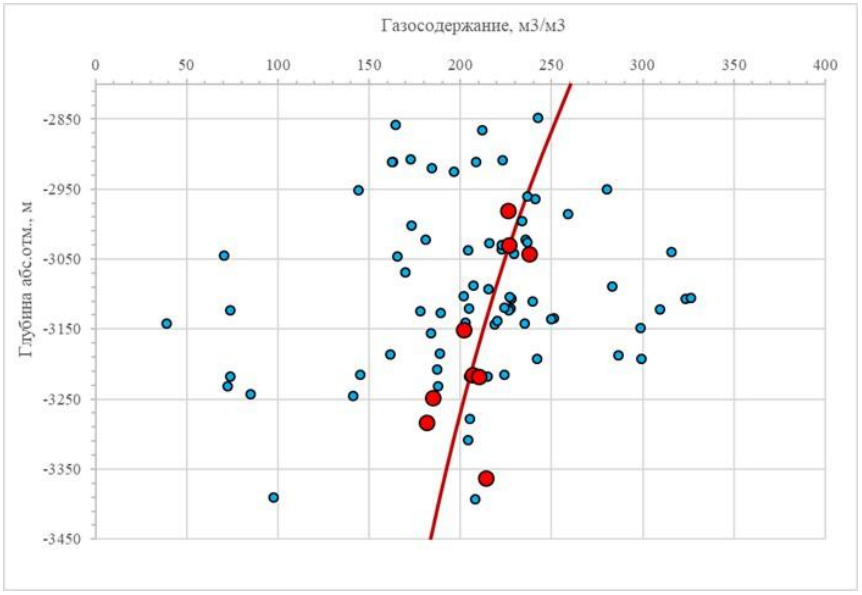


Рисунок 2.3.8 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от глубины для проб пласта КТ-I

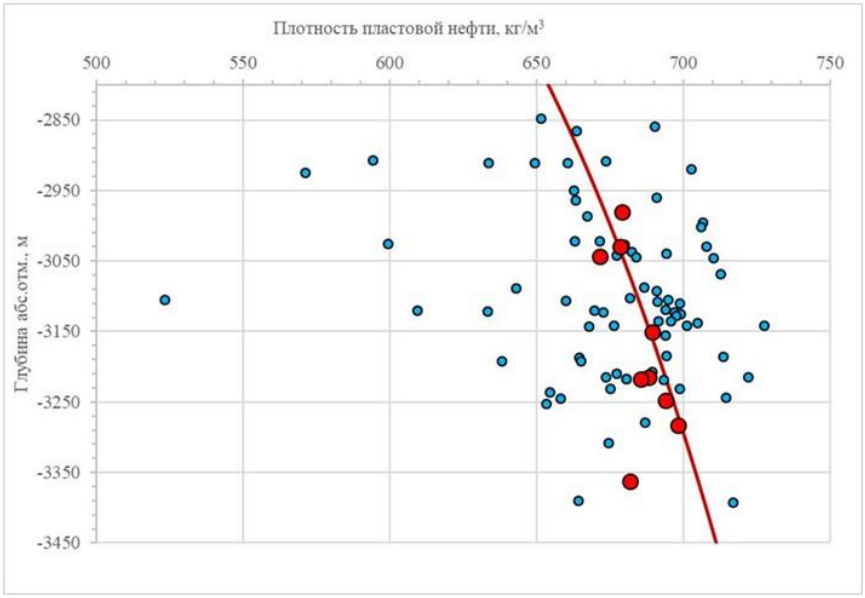


Рисунок 2.3.9 – Зависимость плотности пластовой нефти от глубины для проб пласта КТ- II

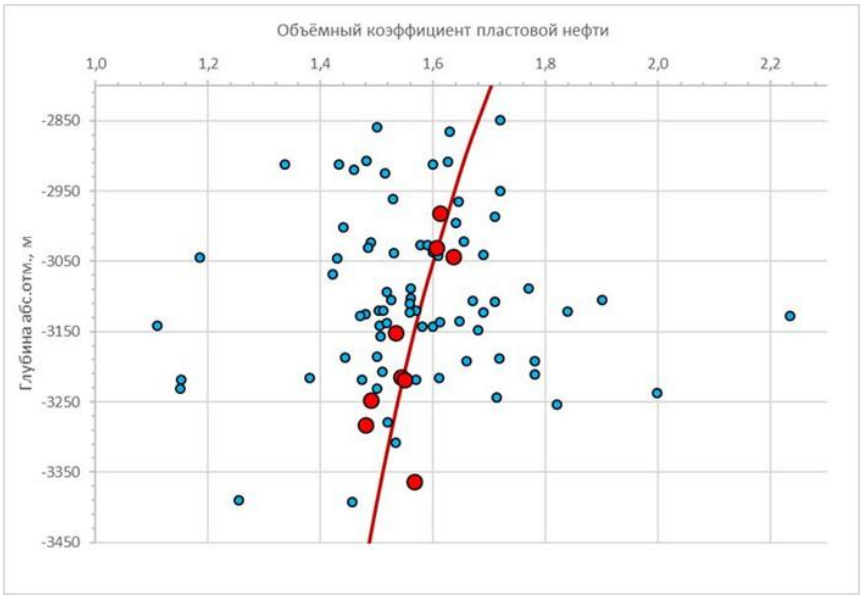


Рисунок 2.3.10 - Зависимость объёмного коэффициента пластовой нефти от глубины пласта КТ-II

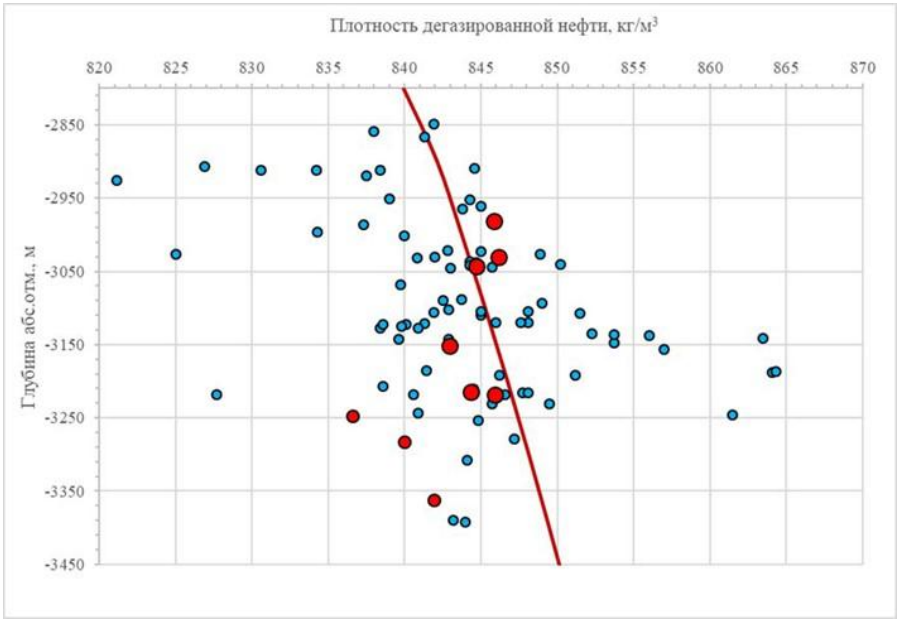


Рисунок 2.3.11 – Зависимость плотности дегазированной нефти от глубины для проб

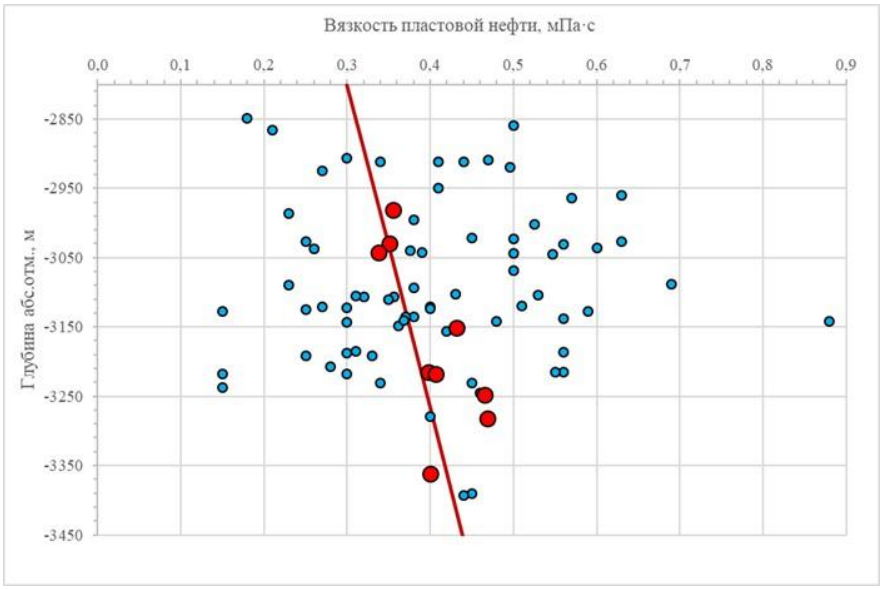


Рисунок 2.3.12 – Зависимость вязкости пластовой нефти от глубины для проб пласта КТ-II

Таблица 2.3.1 – Параметры пластовой и сепарированной нефти

Параметр	Единицы измерения	ДПР-2024г			АН-2025г		
		КТ-I	МКТ	КТ-II	КТ-I	МКТ	КТ-II
1	2	3	4	5	6	7	8
Абсолютная отметка	м	-1722	-	-3050	-1722	-	-3050
Начальное пластовое давление (Рпл)	МПа	20,61	30,01	34,25	20,61	30,01	34,25
Начальная пластовая температура (Тпл)	°С	40,0	58,0	67,0	40,0	58,0	67,0
Давление насыщения (Рнас)	МПа	14,83	11,4	25,23	14,83	11,4	25,23
Плотность пластовой нефти при Рпл	кг/м3	805,3	714,5	679,9	805,3	714,5	679,9
Вязкость пластовой нефти при Рпл	мПа·с	3,96	0,66	0,35	3,96	0,66	0,35
Коэффициент сжимаемости от Рпл до Рнас	1/МПа	8.7E-4	17.3E-4	22.3E-4	8.7E-4	17.3E-4	22.3E-4
Газосодержание	$м^3/м^3$	66,9	110,9	186,8	66,9	110,9	186,8
	$м^3/т$	76,8	134,3	225,8	76,8	134,3	225,8
Объемный коэффициент при Рпл	д.е.	1,151	1,382	1,467	1,151	1,382	1,467
Пересчетный коэффициент при Рпл	д.е.	0,869	0,724	0,682	0,869	0,724	0,682
Плотность сепарированной нефти	$кг/м^3$	870,9	825,6	827,2	870,9	825,6	827,2
Плотность суммарного газа	$кг/м^3$	0,844	1,433	0,913	0,844	1,433	0,913
Относительная плотность суммарного газа	air=1	0,701	1,190	0,758	0,701	1,190	0,758

2.3.2 Состав и свойства пластового и растворенного газа

Свойства пластового газа горизонта КТ-I исследованы на основе одной пробы из скважины №9 отобранным в 2002г. В дополнение к этому было проведено исследование газа сепарации из верхней части газовой шапки по скважине №62. При расчете состава пластового газа была проведена рекомбинация на основе усредненного газа сепарации, отобранного из скв. 62 компаниями ВНИИУС и Pencor в верхней части газовой шапки. Газосодержание (газ сепарации/стабильная жидкость) для рекомбинации принято на уровне 46943 $м^3/м^3$ или 21.3 $см^3/м^3$ по гидродинамическим исследованиям на сепараторе Порта-Тест. Свойства стабильного конденсата были взяты по скважине 5, более удаленной, чем скв. 9, от нефтяной зоны. По принятым данным плотность и молярная масса стабильного конденсата составляют 735.6 $кг/м^3$ и 119 г/мол, соответственно. Компонентный состав пластового газа по горизонту КТ-I приведена в таблице 2.3.2. Подсчетные параметры пластового газа по толще КТ- I приведены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.2 - Состав пластового газа (газовая шапка) КТ-I

Компонент	Пластовый флюид	
	моль %	масс%
1	*2*	*3*
H_2	0,02	0
He	0,09	0,02
N_2	2,85	4,38
CO_2	0,02	0,05
H_2S	0,002	0,004
CH_4	89,9	78,99
C_2H_6	4,18	6,89
C_3H_8	1,48	3,58
i-C_4H_{10}	0,32	1,01
n-C_4H_{10}	0,46	1,46
-C_5H_{12}	0,14	0,55
n-C_5H_{12}	0,11	0,43
pC_6	0,09	0,4
pC_7	0,07	0,41
pC_8	0,06	0,36
pC_{10+}	0,21	1,48
Суммарно	100	100

Таблица 2.3.3 - Параметры пластового газа и конденсата

Параметр	Ед.изм.	КТ-I	
		ДПР-2024г	АН-2025г
Абсолютная отметка середины запасов залежи	м	-1600	-1600
Пластовая температура	°С	38	38
Начальное пластовое давление	МПа	19,36	19,36
Температурная поправка (f)		0,942	0,942
Давление начала конденсации	МПа	7,34	7,34
Давление максимальной конденсации	МПа	3,18	3,18
Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа (Z)	д.е	0,829	0,829
Поправка на отклонение от закона Б-М		1,206	1,206
Потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе	г/м3	27,5	27,5
Мольная доля сухого газа в пластовом флюиде	д.е	0,9932	0,9932
Коэффициент извлечения конденсата при истощении до 0.1 МПа	д.е	0,7071	0,7071

Компонентный состав и свойства растворенного газа по горизонтам представлены в таблице 2.3.4. Содержание углеводородных компонентов по горизонтам изменяется в пределах: метан 51,40-74,91 моль%, этан 9,71-18,80 моль%, пропан 6,40-14,28 моль%. Концентрация не углеводородных компонентов принимаются: углекислый газ 1,08-1,74 моль%, азот 0,91-1,21 моль%, сероводород 1,10-1,90 моль%. Растворенный газ по горизонтам является жирным, сернистым-высокосернистым, низкоуглекислым, низко азотным. Плотность газа при 20°С изменяется от 0,900 до 1,217 кг/м^3, относительная – 0,747-1,010, молярная масса – 21,64-29,25 г/моль.

Таблица 2.3.4 - Состав и свойства растворенного газа

Компонент	Плотность при 20°С	Молярная масса	Мольный объем	КТ-I		МКТ		КТ-II	
	кг/м^3	г/мол	л/мол	мол%	г/м^3	мол%	г/м^3	мол%	г/м^3
N_2	1,1651	28,016	24,05	0,91	10,58	1,07	12,43	1,21	14,10
CO_2	1,8420	44,011	23,89	1,08	19,86	1,74	32,07	1,02	18,79
H_2S	1,4340	34,082	23,77	1,10	15,73	-	-	1,90	27,25
C_1	0,6679	16,042	24,02	74,91	500,34	51,40	343,32	76,24	509,21
C_2	1,2630	30,068	23,81	12,54	158,39	18,80	237,44	9,06	113,3
C_3	1,8720	44,094	23,55	6,48	121,31	14,20	265,73	6,22	114,1
iC4+nC4	2,5022	58,124	23,23	2,21	55,22	9,45	236,43	3,08	74,5
C_{5+}	-	-	24,04	0,78	25,21	3,35	108,53	1,27	38,2
Газ. сера	-	32,066	23,77					-	-
Свойства газа									
Плотность, кг/м^3				0,900		1,217		0,913	
Относительная плотность				0,747		1,010		0,758	
Молярная масса, г/моль				21,64		29,25		23,95	

Свойства нефти и конденсата в поверхностных условиях

Поверхностная нефть

На дату составления отчета свойства нефти в поверхностных условиях исследованы на основе 77 проб. Из них за отчетный период исследована одна новая проба из скважины 1-b. Значения классификационных параметров по принятым пробам по рассматриваемым горизонтам принимаются в следующем порядке:

Нефть КТ-I

По содержанию серы нефти являются высокосернистыми (2,12 масс.%) и относятся к третьему классу. По плотности нефти являются средними (873,2 кг/м3) и относятся ко второму типу. Содержание хлористых солей в нефтях не превышает 100 мг/дм^3, воды не более 0,5 масс. % и на этом основании они относятся к первой группе.

Нефть МКТ

По содержанию серы нефть МКТ горизонта является сернистой (от 0,90 масс.%) и относится ко второму классу. По плотности нефть МКТ горизонта является легкой (823,8 кг/м^3) и относится к первому типу. Содержание хлористых солей в нефти составляет 882,3 мг/дм^3, воды 0,03 масс %. и на этом основании относится к третьей группе.

Нефть КТ-II

По содержанию серы нефти являются сернистыми (1,32 масс.%) и относятся ко второму классу. По плотности нефти являются легкими (842,8 кг/м3) и относятся к первому типу.

Содержание хлористых солей в нефтях, в основном, не превышает 100 мг/дм3, воды не более 0,5 масс. % и на этом основании относятся к первой группе.

Конденсат КТ-I

Свойства конденсата по горизонту КТ-I исследованы по двум пробам. Конденсат по содержанию серы является сернистым (1,03% масс.%) и относятся ко второму классу.

По плотности конденсат является легким (747,9 кг/м3) и относятся к первому типу.

Содержание хлористых солей в конденсатах не превышает 100 мг/дм3, воды не более 0,5 масс. % и на этом основании они относятся к первой группе.

Принятые параметры нефти в поверхностных условиях, а также стабильного конденсата приведены в таблице 2.3.5.

Таблица 2.3.5 – Параметры нефти в поверхностных условиях

Объект				КТ-II			
				ДПР-2024г		АН-2025г	
				стабильный конденсат	нефть	стабильный конденсат	нефть
Плотность			кг/м^3	747,9	873,2	747,9	873,2
Вязкость	кинематическая		0,91	23,41	23,41	0,91	23,41
	динамическая		-	20,47	20,47	-	20,47
Содержание	парафинов		-	13,58	13,58	-	13,58
	серы		1,03	2,12	2,12	1,03	2,12
	смол силик.		-	12,36	12,36	-	12,36
	асфальтенов		-	2,17	2,17	-	2,17
	воды		-	0,1	0,1	-	0,1
	хлористых солей		-	87,3	87,3	-	87,3
	мех.примесей		-	-	-	-	-
Давление насыщ. паров				-	146	-	146
Температура	застывания		-70	-10	-10	-70	-10
	плавления парафина		-	52	52	-	52
	начала кипения		90	78	78	90	78
Выход фракций		100 °C	15	4	4	15	4
		150 °C	64	13,7	13,7	64	13,7
		200 °C	85	23	23	85	23
		300 °C	-	43	43	-	43
Массовая доля сероводорода			ppm	-	-	-	-
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов			ppm	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.5

Объект			МКТ		КТ-II	
			ДПР-2021г	АН-2025г	ДПР-2024г	АН-2025г
			нефть	нефть	нефть	нефть
Плотность*		кг/м^3	842,8	842,8	842,8	842,8
Вязкость	кинематическая	5,89	5,89	5,18	5,89	5,89
	динамическая	5,01	5,01	4,27	5,01	5,01
Содержание	парафинов	3,62	3,62	1,36	3,62	3,62
	серы	1,32	1,32	0,9	1,32	1,32
	смол силик.	6,12	6,12	5,06	6,12	6,12
	асфальтенов	0,49	0,49	0,03	0,49	0,49
	воды	10,29	10,29	0,03	10,29	10,29
	хлористых солей	1715,61	1715,61	882,3	1715,61	1715,61
	мех.примесей	0,01	0,01	0	0,01	0,01
Давление насыщ. паров			212,49	212,49	212,49	212,49
Температура	застывания	-29	-29	-30	-29	-29
	плавления парафина	55	55	55	55	55
	начала кипения	52	52	70	52	52
Выход фракций	100 °С	9,1	9,1	6	9,1	9,1
	150 °С	23,2	23,2	20	23,2	23,2
	200 °С	34,8	34,8	35	34,8	34,8
	300 °С	56,3	56,3	64	56,3	56,3
Массовая доля сероводорода		ppm	55,2	55,2	55,2	55,2
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов		ppm	193,1	193,1	193,1	193,1

2.3.3 Физические свойства и химический состав подземных вод

Химические анализы пластовых вод месторождения проводились ЦЛ «Казгидрогеология», ЦЛ «Каспиймунайгаз». Анализы воды проводились в период 1982-2005г.г. После разбраковки в дальнейшую интерпретацию были включены воды, имеющие характеристику пластовой, либо близкую к пластовой. Полученные пробы с пониженными значениями минерализации приняты непредставительными в связи с тем, что в составе имели техническую воду. Характеристика 8 проанализированных проб воды приводятся в таблице 2.3.6.

Содержание редких металлов определялось в ЦЛ «Казгидрогеология», в Институте гидрогеологии и гидрофизики АН КазССР определялись водорастворенные органические вещества, а также проводился изотопный анализ проб воды с определением изотопов дейтерия и кислорода.

По 12 пробам воды в ЦЛ «Казгидрогеология» определялось содержание редких металлов (табл. 2.3.7). По трем пробам в Институте гидрогеологии и гидрофизики АН КазССР определялись водорастворенные органические вещества (табл. 2.3.8).

Согласно классификации Сулина В.А. подземные воды продуктивной толщи **КТ-I** представляют собой средние рассолы хлоркальциевого типа, третьего класса. Величина общей минерализации вод изменяется от 110,7 до 134,8 г/дм^3, в среднем составляя 122,7 г/дм^3. Удельная плотность пластовых вод меняется от 1,08 до 1,10 г/см^3. По величине кислотности среда вод кислая, pH равен 6,2 – 6,7. Воды жесткие, величина общей жесткости вод достигает до 330,7 мг-экв/дм^3. Воды средней метаморфизации, коэффициент (rNa^+/rCl^-) равен 0,83 – 0,90. Микрокомпонентный состав вод представлен содержанием йода – 55 мг/дм^3, брома 184 мг/дм^3, бора – 48,5 мг/дм^3 (скв. №4). Содержание лития – 5,9 – 8,37 мг/дм^3, рубидия – 0,05 – 0,74 мг/дм^3, цезия <0,05 мг/дм^3, стронция- 106 – 537,8 мг/дм^3 .

Общая минерализация нижних краевых вод продуктивной толщи **КТ-II** варьирует в диапазоне от 68,6 до 101,5 г/см^3, в среднем составляя 82,7 г/см^3. Плотность пластовых вод изменяется от 1,045 до 1,072 г/см^3, pH среда вод колеблется от кислой – 6,5 до нейтральной – 7,1. Общая жёсткость вод достигает до 279 мг-экв/л. Коэффициент метаморфизации (rNa^+/rCl^-) варьирует от 0,85 до 0,93.

Содержание редких металлов в непромышленных кондициях: Li – 1,54 - 5,7; Rb – 0,5 7,84; Cs – 0,05 мг/дм^3 за исключением стронция, среднее содержание которого составляет 312,7 мг/дм^3. Йода содержится – 18,03 мг/дм^3. Содержание сероводорода варьирует от 0,09 до 21 мг/дм^3, лишь скважине №203 зафиксировано высокое содержание сероводорода до 334,9 мг/дм^3. Содержание аммония по единичной пробе составило 118 мг/дм^3 (скв. №16).

Органическая составляющая исследуемой воды представлена компонентами показателями нефтегазоносности: битумы нейтральные – 506 - 6075 мг/дм^3, битумы кислые 58,4 - 406,2 мг/дм^3, спирторастворенные вещества – 49,6 - 226,8 мг/дм^3 и летучие кислоты 486 - 2952 мг/дм^3. Наибольшая концентрация ВРОВ приходится на интервал 3058 – 3094 м скважины №5.

Помимо ионно-солевого состава вод была проанализирована их газовая составляющая по скважинам №№4, 8, 12 и №16 (табл. 2.3.9). Основную массу углеводородов представляет метан, содержание которого варьирует от 67,58 до 84,58 %. Содержание азота от 1,59 до 27,05 %, углекислого газа от 0,29 до 3,93 %. Сероводород обнаружен в скважинах №8 и №16 соответственно 0,54 и 0,85 %. Относительный удельный вес газа по составу 0,594 - 0,779. По составу водорастворенный газ относятся к метаново-азотно-углекислому типу. Величина газосодержания составляет 2,7 - 3,57 м^3/м^3. Коэффициент насыщения составляет 0,85.

Таблица 2.3.6 – Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Алибекмола

№ п.п	№ скв.	Дата отбора анализа	Интервал отбора, м	Плотность, г/см^3	pH	Содержание ионов, мг/дм^3, мг-экв/дм^3, %экв						Общая минерализация, мг/дм^3	Общая минерализация, г/дм^3.	Общая жесткость, мг/экв.л	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину
						HCO_3^-	$S0_4^{-2}$	Cl^-	Ca^2	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$				rNa/rCl	rCa/rMg	$rCl^- - rNa$/rMg	$rSO_4^{2-}\ 100 / rSO_4^{2-} + rCl$	
1	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
КТ-I																			
1	4		2178-2172	1,100		**580**	**753**	**84687**	**48,3**	**1946**	**46817**	**134831**	134,8	370	0,85	0,02	2,20	0,65	ХК
				-		9,51	15,66	2388,17	2,41	159,96	2036,54	4612,3							
						0,21	0,34	51,78	0,05	3,47	44,15	100							
2	5		2120-2126	-	6,7	**195**	**1337**	**66652**	**5291**	**1192**	**35991**	**110658**	110,7	362	0,83	2,69	3,20	1,46	ХК
				-		3,20	27,81	1879,59	264,02	97,98	1565,61	3838,2							
						0,08	0,72	48,97	6,88	2,55	40,79	100							
3	10	17.04.91	2452-2464	1,080	6,2	**220**	**2494**	**72855**	**3407**	**1094**	**42528**	**122598**	122,6	260	0,90	1,89	2,27	2,46	ХК
			2428-2435	-		3,61	51,88	2054,51	170,01	89,93	1849,97	4219,9							
						0,09	1,23	48,69	4,03	2,13	43,84	100							
ИТОГО среднее по КТ-I:				**1.090**	**6.5**	**331.67**	**1528,0**	**74731,3**	**2915,4**	**1410,7**	**41778,7**	**122696**	**122,7**	**330,7**	**0,9**				
КТ-II																			
4	53	28.10.02	3685,8-3688,9	1,072	7	**1223,1**	**1085**	**60170**	**2330**	**537**	**36154,6**	**101500**	101,5	160	0,93	2,63	2,81	1,31	ХК
						20,06	22,57	1696,79	116,27	44,14	1572,73	3472,6							
						0,58	0,65	48,86	3,35	1,27	45,29	100							
5	64	16.02.05	3400-3500	1,056	6,5	**610**	**1304**	**58220**	**4689**	**548,1**	**32455,3**	**97826,4**	97,8	279	0,86	5,19	5,10	1,63	ХК
						10,00	27,12	1641,80	233,98	45,05	1411,81	3369,8							
						0,30	0,80	48,72	6,94	1,34	41,90	100							
6	16	22.05.91	3608-3612	1,045	7,1	**1171**	**702**	**40653**	**3307**	**487**	**22325**	**68645**	68,6	205	0,85	4,12	4,38	1,26	ХК
			3594-3600			19,20	14,60	1146,41	165,02	40,03	971,14	2356,4							
						0,81	0,62	48,65	7,00	1,70	41,21	100							
7	8		3687-3693	-	6,7	**1366**	**346**	**34744**	**1763**	**438**	**30586,5**	**69243,5**	69,2	124	1,36	2,44		0,73	
			3641-3661	-		22,40	7,20	979,78	87,97	36,00	1330,51	2463,9							
						0,91	0,29	39,77	3,57	1,46	54,00	100							
8	8		3736-3742,5	-		**2733**	**1845**	**33180**	**2004**	**851**	**35586,4**	**76199,4**	76,2	170	1,65	1,43		3,94	
			3748-3752	-		44,82	38,38	935,68	100,00	69,95	1548,01	2736,8							
						1,64	1,40	34,19	3,65	2,56	56,56	100							
ИТОГО среднее по КТ-II:				**1.058**	**6.8**	**1420.6**	**1056,4**	**45393,4**	**2818,6**	**572,2**	**31421,6**	**82682,8**	**82,7**	**187,7**	**0,88**				

Таблица 2.3.7 – Результаты микрокомпонентного анализа пластовой воды

№№скв.	Дата отбора	Интервал опробования, м	Содержание микрокомпонентов, мг/дм^3										
			J	Br	B	Li	Rb	Cs	Sr	H_2S	NH_4	Содержание в промышленных кондициях	Исполнитель
КТ-I													
4	1994г	2178-2172	55	184	49	-	-	-	-	-	-	54,99	ЦЛ «Казгидро-геология»
5		2120-2126	-	-	-	5,9	0,05	<0,05	165	-	-		
9		2153-2142	-	-	-	8,37	0,74	<0,05	538	-	-		
10		2464-2452	-	-	-	-	-	-	-	-	-	269,7	
		2435-2428											
Среднее значение:			**55**	**184**	**49**	**7,14**	**0,395**	**<0,05**	**352**				
КТ-II													
8	1994г	3681-3693	-	-	-	5,7	7,84	0,05	107	-	-		ЦЛ «Казгидро-геология»
		3641-3661											
16		3608-3612	18	-	56	-	-	-	-	21,1	118	18,03	
		3594-3600											
8		3736-3742,5	-	-	-	3,78	1,33	0,05	140	-	-		
		3748-3752											
15		3570-3546	-	-	-	1,54	0,55	<0,05	437	-	-	312,7	
18		3635-3620	-	-	-	3,44	0,5	<0,05	566	-	-		
		3675-3650											
143	17.10.04	3684,8-3685,1								0,09			ЦЛ «Каспий-мунайгаз»
143	17.10.04									0,09			
203	29.01.07		1,74	0,02						335			
Среднее значение:			**9,89**		**56**	**3,62**	**2,555**	**0,05**	**313**	**89**	**118**		

Таблица 2.3.8 – Результаты химического анализа проб на содержание групп водорастворенных органических веществ

№№ скв	Интервал опробования, м	Содержание, мг/дмз						
		Битумы нейтральные	Битумы кислотные	Гуминовые кислоты	Спирторасторимые вещества	Ароматические УВ	Нафтеновые кислоты	Летучие кислоты
5	3292-3306	506	190,6	н/о	83,2	н/о	1	486
4	3583-3590	1429,2	406,2	н/о	49,6	н/о	н/о	1560
5	3058-3094	6075	58,4	н/о	226,8	н/о	н/о	2952

Таблица 2.3.9 – Результаты анализа водорастворенного газа

Компонентный состав, %	скв №16 (3457-3502 м)	скв №16 (3584-3600 м)	скв №16 (3684-3720 м)	скв №8 (3550-3562 м)	скв №12 (2143-2123 м)	скв №4 (2172-2178 м)
Водород	0	3,82	0	1,22	9,66	0,17
Метан	77,27	84,58	72,77	76,13	70,38	67,58
Этан	10,16	3,72	12,16	2,47	1,38	1,25
Пропан	5,92	1,99	7,39	0,48	0,28	0,08
i - бутан	0,95	0,4	1,45	0,07	0,01	0,01
н - бутан	1,64	0,79	0,93	0	0	0
i - пентан	0,59	0,44	0,6	0	0	0
н - пентан	0,37	0,32	0,35	0	0	0
Гексан	0,14	0,14	0,13	0	0	0
Гептан	0,05	0,21	0,03	0	0	0
Азот+редкие	1,66	2,35	1,59	15,52	17,44	27,05
Двуокись углерода	0,29	0,88	1,49	3,93	0,77	3,71
Гелий	0,02	0,11	0,02	0,15	0,07	0,17
Сероводород	0,7	-	0,85	0,54	-	-
Относит. уд.вес газа по	0,747	0,641	0,779	0,652	0,594	0,708

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

На протяжении всего периода освоения месторождения Алибекмола ведутся работы по определению физико-гидродинамической характеристики пластов.

В таблице 2.4.1 представлен комплекс специальных исследований и количество использованных образцов. Все специальные исследования выполнены по керну КТ-II толщи, из 2 и 3 пластов.

Таблица 2.4.1 – Результаты специальных исследований

Изучаемая характеристика	Пачка КТ-II-I-2		Пачка КТ-II-II-3		Организация, проводившая опыт
	скв.№	кол-во опытов	скв.№	кол-во опытов	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
Определение фазовых проницаемостей при совместной стационарной фильтрации нефти и воды и вытеснение нефти водой	-	-	17	2	КазНИГРИ, 1994г.
Вытеснение нефти водой на составных образцах керна	51, 52	2	51, 52	1	Институт «Гипровостокнефть» г. Самара, 2001 г.
2003-2004г.г.					
Кривые капиллярного давления методом центрифугирования, нефть-вода, пропитка/дренаж, Рк макс=0,69 МПа.	52, 53	3	52, 53	3	“Core Laboratories” Абердин, 2003-2004г.
Смачиваемость методом Амотта (восстановленные образцы)	52, 53	3	52, 53	3	
Кривые относительной проницаемости в системе вода- нефть и газ-нефть при неустановившемся режиме	52, 53	3	52, 53	3	
Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути	52, 53	3	52, 53	3	
Вытеснение очищенной и сырой нефти соляным раствором	-	-	53	6	
2008г.г.					
Смачиваемость методом Амотта (восстановленные образцы)	52	1	51, 53, 58	9	“Core Laboratories” Абердин, 2008г.
Кривые относительной проницаемости в системе нефть- вода и нефть-газ, устан.режим, образцы с восстановленной смачиваемостью	52	3	51, 53, 58	12	
Кривые относительной проницаемости в системе газ-нефть	52	3	51, 53, 58	12	
Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути, Рк макс=413 МПа	51, 52, 55, 56, 58	17	51, 52, 53, 56, 58, 61, 64	32	
2010-2011 г.					
Определения коэффициента вытеснения нефти водой	-	-	58	9	ТОО «АктюбНИГРИ» 2011г.
Определение относительной фазовой проницаемости для нефти и воды установившемся режиме	-	-	58	1 составная модель (4 обр.)	
Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути, Рк макс=0,69 МПа.	58	1	58	14	
Смачиваемость (метод Багринцевой К.И. и Преображенской Т.С)	58	4	58, 304	6	

Продолжение таблицы 2.4.1

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
2019г.					
Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны, 1,4 МПа	53, 58, 62	11	52, 53, 56, 58	23	филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», 2019 г.
Определение относительной фазовой проницаемости для нефти и воды установившемся режиме	53, 58, 62	4	52, 53, 58	6	
Смачиваемость методом Амотта	53, 58, 62	4	52, 53, 58	6	

В разделе рассмотрена физико-гидродинамическая характеристика коллекторов, отражающая подвижность флюидов и используемая при оценке КИН. Основными параметрами являются: смачиваемость, кривые капиллярного давления, относительные фазовые проницаемости для нефти и вытесняющего флюида.

Оценка смачиваемости. Смачиваемость пород-коллекторов было оценена по результатам центрифугирования образцов пород, выполненного для системы флюидов “нефть-вода” при пропитке и дренировании и по результатам вытеснения нефти газом и нефти водой на образцах после процедуры восстановления смачиваемости (таблица 2.4.2). Сделан вывод, что породы обладают нейтральной смачиваемостью (анализ данных центрифугирования) или гидрофобны (анализ данных по вытеснению).

Таблица 2.4.2 – Оценка смачиваемости “Core Laboratories”-2004г.

№ скв	№ образца	псевдо-Амотт/Харвей	псевдо-USBM	Смачиваемость по Аммоту/Харвей Смачиваемость USBM (Горное бюро США)
52	1	0,258	0,247	нейтральный, гидрофильный/ нейтральный, гидрофильный
52	6	0,309	0,143	гидрофильный /нейтральный
52	12	0,15	0,085	нейтральный / нейтральный
53	1	0,757	0,135	гидрофильный / нейтральный
53	6	0,91	-0,067	гидрофильный / нейтральный
53	10	0,4312	0,068	гидрофильный / нейтральный

По результатам определения смачиваемости по образцам пород, прошедшим процедуру восстановления смачиваемости, получено методом Амотта (2.4.3), что породы являются гидрофильными, некоторые из образцов показали нейтральную смачиваемость.

Таблица 2.4.3 – Оценка смачиваемости “Core Laboratories”-2008 г.

№ скв.	№ образца	Глубина отбора образца, м	Проницаемость, $*10^{-3}$, мкм^2	Открытая поритость, д.ед.	Состояние образца	Индекс смачиваемости			
						водой	нефтью	Amott - Harvey	смачиваемость
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
51	12	3463.6	4.2	0.122	восст.	0.4	0	0.4	гидрофильный
	13	3464.3	110	0.131	восст.	0.573	0	0.573	гидрофильный
51	14	3465.5	34	0.124	восст.	0.333	0	0.333	гидрофильный
	15	3466	1.7	0.105	восст.				
52	1	3260.6	2.0	0.117	восст.				
	2	3262.1	2.7	0.094	восст.	0.25	0	0.25	нейтральный
52	3	3262.3	2.0	0.131	восст.				
53	1	3364.6	8.9	0.13	восст.	0.333	0	0.333	гидрофильный
58	7	3326.8	4.2	0.112	восст.	0.429	0	0.429	гидрофильный
	8	3328.2	3.9	0.121	восст.	0.368	0	0.368	гидрофильный
	9	3329.3	49	0.14	восст.	0.113	0	0.113	гидрофильный
	10	3329.3	143	0.15	восст.	0.594	0	0.594	гидрофильный
	11А	3334.1	5.4	0.137	восст.	0.379	0	0.379	гидрофильный

В АктюбНИГРИ (табл. 2.6.4) смачиваемость пород определена по методике Багринцевой К.И. и Преображенской Т.С. По результатам исследований определено среднее значение краевого угла смачивания (Ө) для гидрофильных (Ө=17-40^{o}) и гидрофобных (Ө=80-97^{o}) частей специально подготовленных пластин пород, рассчитан коэффициент гидрофобизации, изменяющийся от 0,1 до 0,8, оценена смачиваемость поверхности пластины породы. Для 4 образцов из 10 исследованных выделены гидрофильные и промежуточной смачиваемости участки, для остальных образцов выделены гидрофильные, промежуточной смачиваемости и гидрофобные участки.

Таблица 2.4.4 – Результаты определения смачиваемости образцов пород по методу К.И. Багринцевой и Т.С. Преображенской, ТОО «АктюбНИГРИ» - 2010г. Оценка смачиваемости

№ п/п	Наименование породы	Глубина отбора, м	Средний краевой угол смачивания, Өо		Коэффициент гидрофобизации поверхности	Зоны смачиваемости поверхности пластинки
			гидрофильной части	гидрофобной части		
Скважина 58						
1	Изв.	3131,58	33,43	96,50	0,22	гидрофильная, промежуточная,
2	Изв.	3133,34	33,50	94,0	0,60	гидрофильная, промежуточная,
3	Изв.	3134,80	33,33	80,0	0,10	гидрофильная, промежуточная
4	Изв.	3138,48	17,20	90,0	0,71	гидрофильная, промежуточная,
5	Изв.	3312,73	36,17	80,0	0,14	гидрофильная, промежуточная
6	Изв.	3349,60	32,0	94,40	0,33	гидрофильная, промежуточная
Скважина 304						
1	Изв.	3579,89	36,75	96,9	0,53	гидрофильная, промежуточная,
2	Изв.	3580,45	40	92,33	0,70	гидрофильная, промежуточная,
3	Изв.	3580,67	35,6	96,7	0,68	гидрофильная, промежуточная
4	Изв.	3581,22	39	86	0,80	гидрофильная, промежуточная, гидрофобная

В филиале ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» (таблица 2.4.5) по результатам смачиваемости по Амотт все исследованные образцы характеризуются как гидрофильные.

Таблица 2.4.5 – Оценка смачиваемости филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», 2019г.

№ п/п	№ образца	Интервал, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
			Самопроизвольное	Принудительное	Самопроизвольно е	Принудительно е		
			выход нефти, мл		выход воды, мл			
1	021002008C01H	3353.43	0.92	3.61	0.33	2.92	0.14	гидрофильная
2	021003004C02H	3137.72	0.90	2.92	0.28	2.48	0.20	гидрофильная
3	021003010C03H	3363.72	0.97	3.17	0.29	2.62	0.19	гидрофильная
4	021003017C02H	3427.42	1.02	3.49	0.32	2.81	0.18	гидрофильная
5	021003019C02H	3429.51	1.03	3.23	0.30	2.71	0.21	гидрофильная
6	021005003C02H	3140.30	1.04	3.89	0.37	3.33	0.15	гидрофильная
7	021005004C03H	3141.85	1.08	3.38	0.31	2.76	0.21	гидрофильная
8	021005006C04H	3312.96	1.09	4.08	0.36	3.21	0.16	гидрофильная
9	021005008C03H	3314.75	1.23	4.49	0.42	3.79	0.16	гидрофильная
10	021006003C02H	3088.50	0.95	2.87	0.28	2.45	0.22	гидрофильная

Кривые капиллярного давления. Кривые капиллярного давления (сопоставление водонасыщенности (Кв) и капиллярного давления (Рк) были) определены методом капилляриметрии и методом центрифугирования.

Анализ капиллярного давления методом капилляриметрии в системе газ-вода. К подсчету запасов 1994г. на образцах керна скв. №№4, 17, 18, 20, 21 было выполнено исследование капиллярного давления при определении параметра насыщения. После ПЗ-2009 года на 34 образцах керна скважин №№52, 53, 56, 58, 62 также при определении электрических свойств породы определено капиллярное давление (рис. 2.4.1).

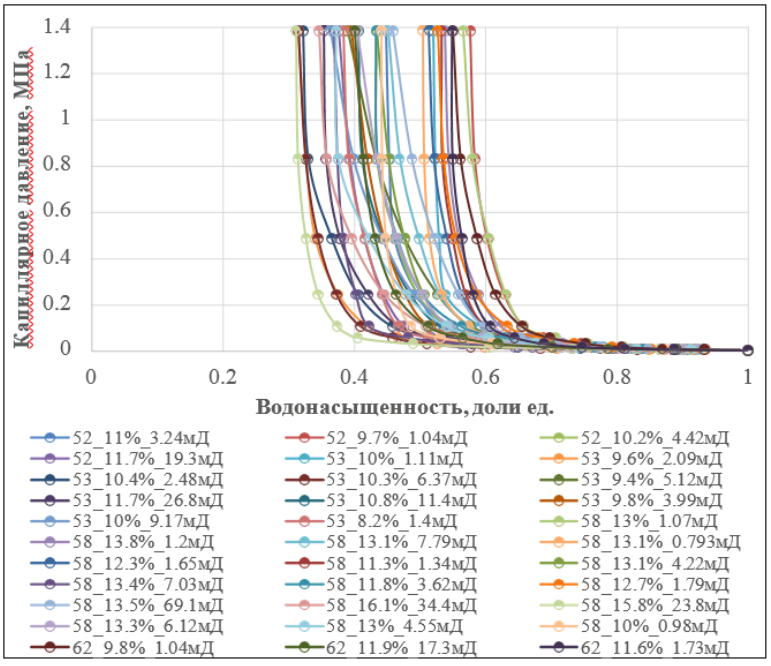


Рисунок 2.4.1 – Кривые капиллярного давления для системы «газ-вода» по классам пористости

Вид капиллярных кривых различается даже при близких значениях пористости, что свидетельствует о разнообразном и сложном пустотном пространстве пород продуктивных отложений. Остаточная водонасыщенность изменяется от 0,311 до 0,577 доли ед.

Относительные фазовые проницаемости для нефти и газа, для нефти и воды. К настоящему времени определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) выполнено:

<u>в лаборатории ВНИГНИ г. Москва, 1994г:</u>

- *для нефти и воды* методом стационарной фильтрации на составных (27,8 мм) образцах керна при пластовых условиях (ТБУ)

<u>в лаборатории “Core Laboratories” Абердин, 2003-2004г, 2008г:</u>

для нефти и газа методом нестационарной фильтрации на образцах с восстановленной смачиваемостью при определении насыщенностей методом CMAX в условиях окружающей среды (АУ);

- *для нефти и воды* методом нестационарной фильтрации на образцах с

восстановленной смачиваемостью при определении насыщенностей методом CMAX в условиях окружающей среды (АУ);

в лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ» 2011г:

- *для нефти и воды* методом стационарной фильтрации на составном образце при атмосферном давлении и температуре 63°С (ТУ) при определении насыщенности методом материального баланса;

в лаборатории филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», 2019 г.:

- *для нефти и воды* методом стационарной фильтрации при условии пласта (ТБУ) на образцах керна с восстановленной смачиваемостью;
- *для нефти и газа* методом стационарной фильтрации при условии пласта (ТБУ) на образцах керна с восстановленной смачиваемостью.

Общая информация по использованным образцам и результаты экспериментов (насыщенности и относительные проницаемости в критических точках, коэффициент вытеснения) представлены в таблицах 2.4.6 и 2.4.7.

В таблице 2.4.7 также показаны данные по образцам, использованным в экспериментах по оценке выпадения парафинов при закачке воды, для которых также были определены насыщенности и фазовые проницаемости в конечных точках.

Таблица 2.4.6 – Результаты анализа относительной проницаемости в системе нефть-газ

№ скважин	№ образца	Глубина, м	Горизонты	Газопроницаемость, мД	Пористость, доли ед.	Начальные условия		Конечные условия			Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
						Водонасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость по нефти, мД	Нефтенасыщ., доли ед.	Эффективная проницаемость по воздуху, мД	Относительн. Проницаем. по газу при остаточной водонасыщенности, доли ед.	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
Лаборатория “Core Laboratories” методом нестационарной фильтрации (АУ)											
51	12	3463,58	КТ-II-II-3	4,2	0,122	0,101	3,0	0,381	2,39	0,797	0,576
51	13	3464,33	КТ-II-II-3	110	0,131	0,237	71,0	0,327	63,4	0,893	0,571
51	14	3465,54	КТ-II-II-3	34	0,124	0,199	27,0	0,337	17,3	0,639	0,579
51	15	3466,02	КТ-II-II-3	1,7	0,105	0,184	1,17	0,318	0,890	0,761	0,610
52	1	3260,6	КТ-II-I-2	2	0,117	0,141	1,31	0,295	0,770	0,588	0,657
52	2	3262,09	КТ-II-I-2	2,7	0,094	0,156	1,67	0,382	1,34	0,802	0,547
52	3	3262,29	КТ-II-I-2	2	0,131	0,119	1,2	0,318	0,830	0,692	0,639
52	1	3260,03	КТ-II-I-2	33,0	0,150	0,195	25,3	0,401	13,2	0,520	0,502
52	6	3260,60	КТ-II-I-2	47,0	0,171	0,169	15,0	0,327	11,9	0,790	0,606
52	12	3264,04	КТ-II-I-2	33,0	0,119	0,133	13,0	0,475	4,73	0,364	0,452
53	1	3363,02	КТ-II-II-3	4,2	0,105	0,292	2,8	0,240	2,2	0,784	0,661
53	6	3363,97	КТ-II-II-3	2,1	0,117	0,390	1,2	0,205	0,424	0,353	0,664
53	10	3365,17	КТ-II-II-3	7,7	0,135	0,214	7,6	0,245	3,93	0,517	0,688
53	1	3364,64	КТ-II-II-3	8,9	0,130	0,172	6,28	0,362	5,81	0,925	0,563
58	7	3326,75	КТ-II-II-3	4,2	0,112	0,111	2,46	0,392	1,81	0,736	0,539
58	8	3328,21	КТ-II-II-3	3,9	0,121	0,148	2,95	0,33	1,89	0,641	0,613
58	9	3329,25	КТ-II-II-3	49	0,140	0,103	38	0,404	24,7	0,650	0,550
58	10	3329,28	КТ-II-II-3	143	0,150	0,089	100	0,466	45	0,450	0,488
58	11А	3334,14	КТ-II-II-3	5,4	0,137	0,197	4,05	0,349	3,1	0,765	0,565
58	11	3334,36	КТ-II-II-3	3,4	0,129	0,146	2,47	0,348	1,93	0,780	0,593
58	12	3334,98	КТ-II-II-3	3,2	0,106	0,115	2,3	0,358	1,95	0,848	0,595
АУ	**В среднем для толщи КТ-II-I-2**			**19,95**	**0,130**	**0,152**	**9,58**	**0,366**	**5,46**	**0,626**	**0,567**
АУ	**В среднем для толщи КТ-II-II-3**			**25,66**	**0,124**	**0,180**	**18,15**	**0,337**	**11,78**	**0,703**	**0,590**
Филиал КМГ Инжиниринг Каспиймунайгаз 2019 г методом стационарной фильтрации (ТБУ)											
52	021002008С01Н	3353,43	КТ-II-II-3	3,24	0,1098	0,43	1,3	0,205	-	0,718	0,640
53	021003004С02Н	3137,72	КТ-II-I-2	1,11	0,1	0,47	0,31	0,264	-	0,530	0,502
53	021003010С03Н	3363,72	КТ-II-II-3	2,48	0,104	0,46	0,97	0,233	-	0,613	0,569
53	021003017С02Н	3427,42	КТ-II-II-3	6,37	0,103	0,42	2	0,162	-	0,812	0,721

Продолжение таблицы 2.4.6

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*1*	*11*	*12*
53	021003019С02	3429,51	КТ-II-	3,99	0,098	0,41	1,4	0,166	-	0,778	0,7
58	021005003С02	3140,30	КТ-II-I-	1,07	0,13	0,45	0,23	0,268	-	0,572	0,5
58	021005004С03	3141,85	КТ-II-I-	1,34	0,113	0,48	0,27	0,244	-	0,639	0,5
58	021005006С04	3312,96	КТ-II-	1,79	0,127	0,46	0,48	0,218	-	0,731	0,5
58	021005008С03	3314,75	КТ-II-	6,12	0,133	0,39	2,1	0,173	-	0,737	0,7
62	021006003С02	3088,50	КТ-II-I-	1,04	0,098	0,46	0,25	0,244	-	0,611	0,5
ТБ	**В среднем для толщи КТ-II-I-2**			**1,14**	**0,110**	**0,46**	**0,26**	**0,255**	-	**0,588**	**0,5**
ТБ	**В среднем для толщи КТ-II-II-3**			**3,40**	**0,112**	**0,43**	**1,37**	**0,193**	-	**0,731**	**0,6**

Таблица 2.4.7 – Определение относительной проницаемости в системе нефть-вода

№ скважин	№ образца	Глубина, м	Горизонты	Газопроницаемость, мД	Пористость, доли ед.	Начальные условия		Конечные условия			Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
						Водонасыщенность, доли ед.	Эффективн. проницаемость по нефти, мД	Нефтенасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость по воде, мД	Относительная проницаемость по воде при остаточной водонасыщ., доли ед.	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
Лаборатория “Core Laboratories” методом нестационарной фильтрации (АУ)											
51	12	3463,58	КТ-II-II-3	4,2	0,122	0,101	3,0	0,546	0,281	0,094	0,393
51	13	3464,33	КТ-II-II-3	110	0,131	0,175	74,0	0,449	6,78	0,092	0,456
51	14	3465,54	КТ-II-II-3	34	0,124	0,133	27,0	0,463	2,48	0,092	0,466
51	15	3466,02	КТ-II-II-3	1,7	0,105	0,152	1,15	0,422	0,071	0,062	0,502
52	1	3260,6	КТ-II-I-2	2	0,117	0,142	1,21	0,502	0,083	0,069	0,415
52	2	3262,09	КТ-II-I-2	2,7	0,094	0,122	1,9	0,471	0,175	0,092	0,464
52	3	3262,29	КТ-II-I-2	2	0,131	0,084	1,27	0,400	0,221	0,174	0,563
52	1	3260,03	КТ-II-I-2	33,0	0,150	0,195	13,0	0,279	3,57	0,275	0,653
52	6	3260,60	КТ-II-I-2	47,0	0,171	0,169	23,0	0,338	8,3	0,361	0,593
52	12	3264,04	КТ-II-I-2	33,0	0,119	0,133	13,0	0,284	4,07	0,313	0,672
53	1	3363,02	КТ-II-II-3	4,2	0,105	0,279	2,09	0,441	0,178	0,085	0,388
53	6	3363,97	КТ-II-II-3	2,1	0,117	0,368	1,09	0,282	0,149	0,137	0,554
53	10	3365,17	КТ-II-II-3	7,7	0,135	0,165	7,8	0,422	0,946	0,121	0,495
53	1	3364,64	КТ-II-II-3	8,9	0,130	0,127	6,61	0,256	1,07	0,162	0,707
58	7	3326,75	КТ-II-II-3	4,2	0,112	0,099	2,32	0,526	0,288	0,124	0,416
58	8	3328,21	КТ-II-II-3	3,9	0,121	0,125	3,06	0,476	0,251	0,082	0,456
58	9	3329,25	КТ-II-II-3	49	0,140	0,099	39	0,501	4,19	0,107	0,444
58	10	3329,28	КТ-II-II-3	143	0,150	0,064	111	0,498	15	0,135	0,468

Продолжение таблицы 2.4.7

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
58	11А	3334,14	КТ-II-II-3	5,4	0,137	0,122	3,97	0,485	0,417	0,105	0,448
58	11	3334,36	КТ-II-II-3	3,4	0,129	0,130	2,56	0,503	0,159	0,062	0,422
58	12	3334,98	КТ-II-II-3	3,2	0,106	0,101	2,45	0,484	0,218	0,089	0,462
АУ	**В среднем для толщи КТ-II-I-2**			**19,95**	**0,130**	**0,141**	**8,90**	**0,379**	**2,737**	**0,214**	**0,560**
АУ	**В среднем для толщи КТ-II-II-3**			**25,66**	**0,124**	**0,149**	**19,14**	**0,450**	**2,165**	**0,103**	**0,472**
Результаты эксперимента выпадение парафина при нагнетании воды (ТУ)											
53	2	3363.06	КТ-II-II-3	9.55	0.103	0.386	0.5	0.31	0.03	0.06	0.495
53	7	3364.02	КТ-II-II-3	5.98	0.129	0.446	0.66	0.295	0.07	0.106	0.467
53	9	3364.17	КТ-II-II-3	5.17	0.125	0.459	0.37	0.344	0.02	0.054	0.364
53	3	3363.14	КТ-II-II-3	6.41	0.101	0.384	2.2	0.332	0.1	0.045	0.461
53	8	3364.07	КТ-II-II-3	2.68	0.123	0.443	1.1	0.302	0.06	0.055	0.458
53	11	3365.23	КТ-II-II-3	5.29	0.131	0.334	1.05	0.381	0.08	0.076	0.427
ТУ	**В среднем для толщи КТ-II-II-3**			**5,84**	**0,119**	**0,409**	**0,98**	**0,327**	**0,06**	**0,066**	**0,445**
Лаборатория ТОО «АктюбНИГРИ» 2011г методом стационарной фильтрации (ТУ)											
58	составной образец	1906	3315,83	КТ-II-II-3	18,37	0,156	0,272	3,7	0,275	-	0,27	0,622
58		1951	3328,95	КТ-II-II-3	16,39	0,144						
58		1950	3328,7	КТ-II-II-3	14,25	0,1298						
58		1956	3330,12	КТ-II-II-3	13,16	0,1415						
ТУ	**В среднем для толщи КТ-II-II-3**			**15,54**	**0,143**	**0,272**	**3,7**	**0,275**	**-**	**0,27**	**0,622**
Лаборатория КазНИГРИ, 1994г методом стационарной фильтрации (ТБУ)											
17	1 мод	-	КТ-II-II-3	57,15	0,130	0,180	6,26	0,297	2,86	0,272	0,638
17	2 мод	-	КТ-II-II-3	11,44	0,116	0,216	3,13	0,323	0,43	0,085	0,588
Филиал КМГ Инжиниринг Каспиймунайгаз 2019 г методом стационарной фильтрации (ТБУ)											
52	021002008С01Н	3353,43	КТ-II-II-3	3.24	0.1098	0.43	1.3	0.205	0,95	0,247	0,640
53	021003004С02Н	3137,72	КТ-II-I-2	1.11	0.1	0.47	0.31	0.264	0,210	0,368	0,502
53	021003010С03Н	3363,72	КТ-II-II-3	2.48	0.104	0.46	0.97	0.233	0,890	0,257	0,569
53	021003017С02Н	3427,42	КТ-II-II-3	6.37	0.103	0.42	2	0.162	1,500	0,253	0,721
53	021003019С02Н	3429,51	КТ-II-II-3	3.99	0.098	0.41	1.4	0.166	1,100	0,252	0,719
58	021005003С02Н	3140,30	КТ-II-I-2	1.07	0.13	0.45	0.23	0.268	0,170	0,375	0,513
58	021005004С03Н	3141,85	КТ-II-I-2	1.34	0.113	0.48	0.27	0.244	0,220	0,332	0,531
58	021005006С04Н	3312,96	КТ-II-II-3	1.79	0.127	0.46	0.48	0.218	0,240	0,292	0,596
58	021005008С03Н	3314,75	КТ-II-II-3	6.12	0.133	0.39	2.1	0.173	1,300	0,228	0,716
62	021006003С02Н	3088,50	КТ-II-I-2	1.04	0.098	0.46	0.25	0.244	0,180	0,371	0,548
ТБУ	**В среднем для толщи КТ-II-I-2**			**1,14**	**0,110**	**0,47**	**0,27**	**0,255**	**0,20**	**0,362**	**0,524**
ТБУ	**В среднем для толщи КТ-II-II-3**			**11,57**	**0,115**	**0,37**	**2,21**	**0,222**	**1,16**	**0,236**	**0,648**

В ***атмосферных условиях*** коэффициент вытеснения нефти газом меняется по толще КТ-II-I-2 – от 0,452 до 0,657 доли ед., в среднем составляя 0,567 доли ед., КТ-II-II-3 от 0,488 до 0,688 доли ед., в среднем составляя 0,590 доли ед. При нагнетании воды извлечение нефти для толщи КТ-II-I-2 колеблется в пределах 0,415 до 0,672 доли ед., среднее значение составляет 0,560 доли ед., для пачки КТ-II-II-3 – от 0,388 до 0,707 доли ед., среднее значение составляет 0,472 доли ед. Таким образом, в толщи КТ-II-I-2 коэффициент вытеснения нефти водой и коэффициент вытеснения нефти газом примерно одинаковы, а для толщи КТ-II-II-3 вытеснение нефти при нагнетании воды ниже, чем при нагнетании газа.

В ***условиях пласта*** коэффициент вытеснения нефти газом по толще КТ-II-I-2 в среднем составил 0,523 доли ед. и меняется от 0,502 до 0,548 доли ед., по толще КТ-II-II-3 меняется от 0,569 до 0,721 доли ед., в среднем составляя 0,660 доли ед. Коэффициент вытеснения нефти водой в толще КТ-II-I-2 изменяется в пределах 0,502 до 0,548 доли ед., среднее значение составляет 0,523 доли ед., для толщи КТ-II-II-3 – от 0,569 до 0,721 доли ед., среднее значение составляет 0,648 доли ед. Полученные значения коэффициента вытеснения нефти газом и водой имеют близкие значения.

В ***термических условиях*** (при температуре пласта) по составным образцам из толщи КТ-II-II-3 коэффициент вытеснения нефти водой составил 0,622 доли ед., при исследовании выпадения парафина коэффициент вытеснения составил 0,445 доли ед.

Кривые относительной фазовой проницаемости представлены на рисунках 2.4.2-2.4.6. На рисунках 2.4.2-2.4.3 показаны относительные проницаемости для нефти и газа, на рисунках 2.4.4-2.4.6 – относительные проницаемости для нефти и воды.

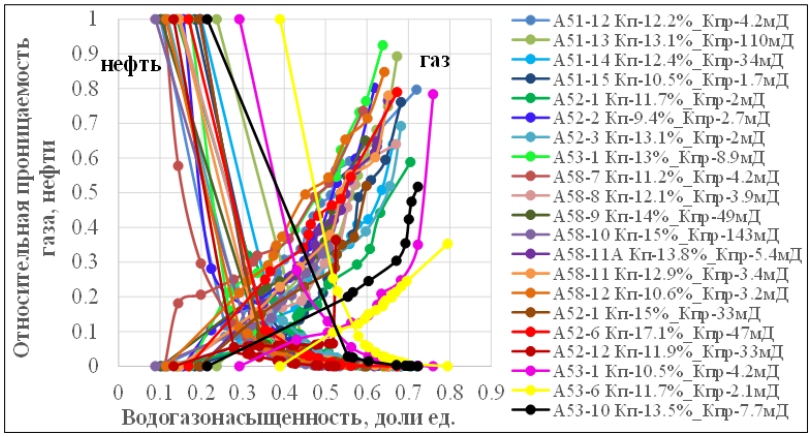


Рисунок 2.4.2 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-газ методом нестационарной фильтрации (АУ)

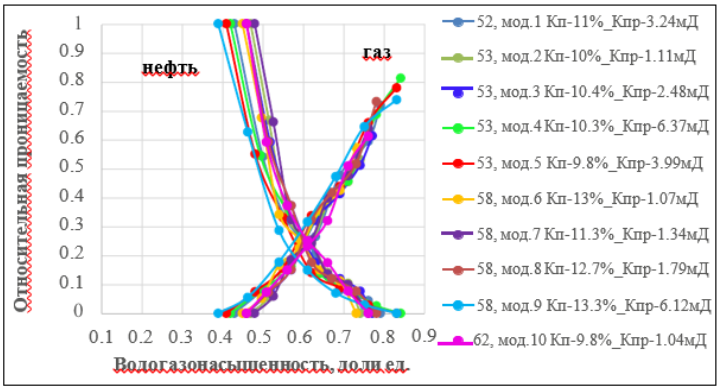


Рисунок 2.4.3 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-газ методом стационарной фильтрации (ТБУ)

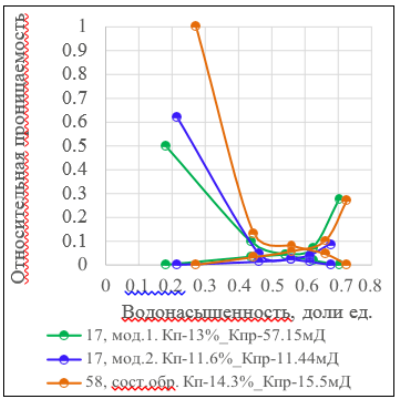


Рисунок 2.4.4 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода методом стационарной фильтрации (ТБУ (скв.17) и ТУ (скв.58)) на составных образцах керна

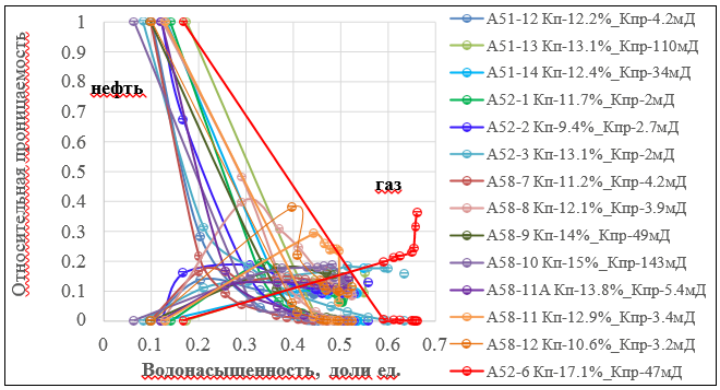


Рисунок 2.4.5 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода методом нестационарной фильтрации (АУ)

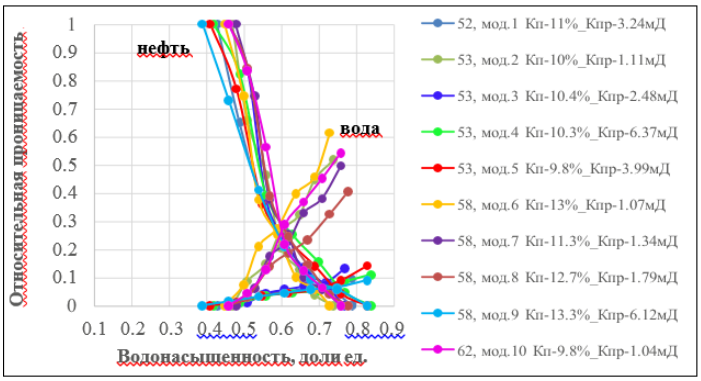


Рисунок 2.4.6 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода методом стационарной фильтрации (ТБУ)

Определение коэффициента вытеснения нефти. По результатам экспериментов по определению ОФП оценен коэффициент вытеснения нефти газом и коэффициент вытеснения нефти водой. Также выполнены эксперименты по вытеснению нефти водой в пластовой температуре для 9 стандартных образцов пород из скважины 58 (институт «Гипровостокнефть» (2001г.)) и один эксперимент для составной модели пласта, представленной 15 образцами из скважин 51 и 52 (лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ» (2011г.)). Последние данные представлены в таблице 2.4.8 и использованы только для оценки остаточной нефтенасыщенности (скв. 58), так как исследователи не показывают в отчетах данные по остаточной водонасыщенности, созданной методом центрифугирования.

Таблица 2.4.8 – Результаты определения остаточной нефтенасыщенности по керну из скважины 58 и скважин 51 и 52

Скважина	№ образца	Пористость, д.ед.	Проницаемость для газа, 10^{-3} мкм^2	$S_{но}$, д.ед.
58	1963	0,1563	31,28	0,2404
58	1955	0,1349	29,23	0,2923
58	1962	0,1537	28,85	0,351
58	1949	0,1487	25,5	0,2684
58	1957	0,1352	22,49	0,3861
58	1906	0,1559	18,37	0,29
58	1951	0,1438	16,39	0,3263
58	1950	0,1298	14,25	0,3975
58	1956	0,1415	13,16	0,4276
51	2000-33	0,09	9,7	0,31
51	2000-34	0,105	12,2	0,338
51	2000-37	0,105	9,9	0,349
51	2000-39	0,12	21,3	0,284
51	2000-40	0,119	10,4	0,379
51	2000-45	0,104	5,4	0,298
51	2000-46	0,124	16,9	0,432
51	2000-48	0,131	84,2	0,273
51	2000-49	0,13	19,5	0,296
51	2000-50	0,134	29,7	0,28
52	2000-117	0,141	9,3	0,34
52	2000-119	0,162	36,6	0,295
52	2000-120	0,135	24	0,289
52	2000-131	0,104	8	0,534
52	2000-161	0,113	8	0,331

Зависимости остаточной нефтенасыщенности от пористости и от проницаемости ($К_{он}=f(К_п)$; $К_{он}=f(К_{пр})$) оценены по результатам, полученным при определении ОФП в CoreLab-2008 г.; CoreLab-2004 г.; АктюбНИГРИ-2010 г. и при определении коэффициента вытеснения ($К_{выт}$) в АктюбНИГРИ-2010г. и полученным по результатам центрифугирования при пропитке в системе нефть-вода, выполненного в CoreLab-2004г; при вытеснении нефти водой в Гипровостокнефть-2002г.; при определении ОФП в Каспиймунайгаз-2019 г.

По всем данным по Кон, полученным при определении ОФП, Квыт, данным центрифугирования определены зависимости (рис. 2.4.7а, б):

Кон=-1,4959+0,5463Кп; Кон=0,4675Кпр-0,129.

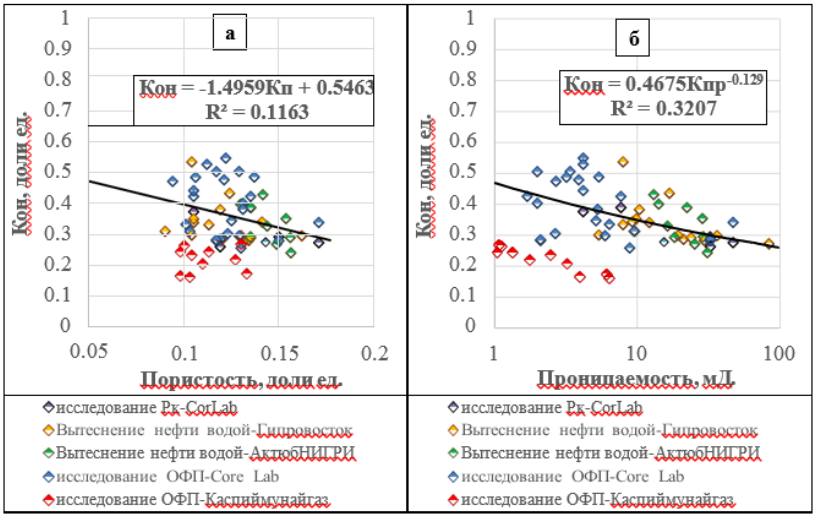


Рисунок 2.4.7 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б)

По результатам всех перечисленных выше исследованиям построены зависимости остаточной водонасыщенности от пористости и проницаемости (рис. 2.6.8а, б) и получены следующие уравнения: $К_{ов}$=-3,2537$К_{п}$+0,6782 (R^2=0,4436); $К_{ов}$=-0,036ln($К_{пр}$)+0,3726 (R^2=0,288).

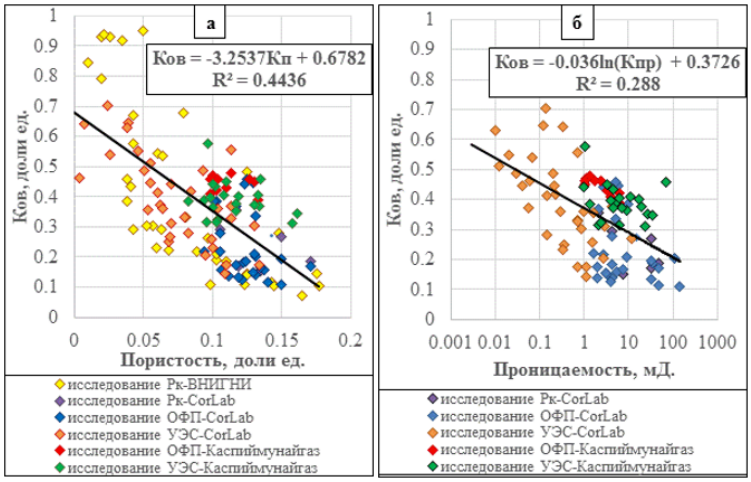


Рисунок 2.4.8 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б)

Для определения среднего коэффициента вытеснения нефти водой установлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от проницаемости коллектора, посредством всех имеющихся исследований (вытеснение, ОФП).

В результате совместной статистической обработки данных опытов получена зависимость коэффициента вытеснения от газопроницаемости породы, которая описывается следующим уравнением (рис. 2.4.9).

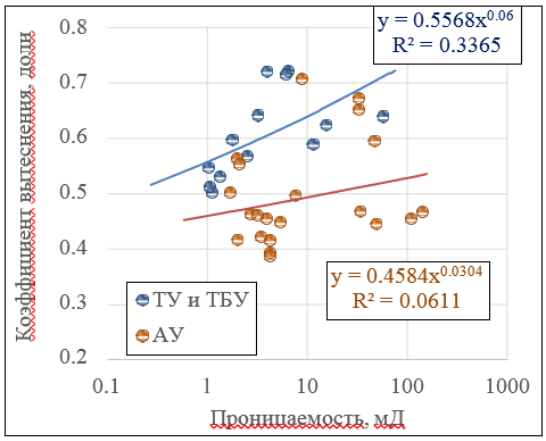


Рисунок 2.4.9 – Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости

Данные зависимости рассмотрены без разделения по принадлежности образцов к пластам КТ-II-I-2 и КТ-II-II-3, так как образцы, составляющие выборку, не охватывают весь диапазон изменения $К_{пр}$ и $К_{п}$ пород-коллекторов месторождения. Диапазон изменения параметров, определенных по результатам экспериментов по вытеснению нефти, отражают не различия в свойствах пластов, а различия отдельных образцов и сложную структуру пустотного пространства.

Диапазон изменения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и их средние значения по толщам, а также коэффициент вытеснения нефти по результатам проведённых экспериментов в условиях пласта представлены в таблице 2.4.9.

Таблица 2.4.9 – Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного горизонта

Зоны	Толща	Наименование	Проницаемость, мкм^2	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
								Для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	Для нефти при насыщенности связанной водой
ЧНЗ	КТ-II- I-2	Количество определений, шт	4	4	4	4	4	4	4
		Среднее значение	1,14	0,465	0,745	0,255	0,524	0,362	1
		Интервал изменения	1,04-1,34	0,45-0,48	0,732-0,756	0,244-0,268	0,502-0,548	0,332-0,375	-
	КТ-II- II-3	Количество определений, шт	9	9	9	9	9	9	9
		Среднее значение	12,89	0,36	0,64	0,228	0,645	0,240	1
		Интервал изменения	1,79-57,15	0,18-0,46	0,54-0,82	0,162-0,323	0,569-0,721	0,085-0,292	-

2.5 Запасы нефти и газа

В таблице 2.5.1 и 2.5.2 представлены утвержденные запасы нефти и газа в рамках отчета «ПЗ-2021г» согласно протоколу ГКЗ (протокол № 2297-21-У от 15.04.2021 г). Извлекаемые запасы растворенного газа в таблице представлены согласно отчету «ПИЗ-2023г» (протокол №2594-23-У от 12.09.2023г).

В целом по месторождению утвержденные запасы составляют:

нефть:

В – 58 813 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 16 311 тыс. т;

C_1 – 52 177 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 13 142 тыс. т;

В+C_1 – 110 990 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 29 453 тыс. т;

C_2 – 15 438 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 2 889 тыс. т;

растворенный газ:

В – 13 281 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 10 625 млн. $м^3$;

C_1 – 10 317 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 7 772 млн. $м^3$;

В+C_1 – 23 598 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 18 396 млн. $м^3$;

C_2 – 3 436 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 647 млн. $м^3$

газ газовой шапки:

C_1 – 1 489 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 1 415;

конденсат:

C_1 – 41 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 18 тыс. т;

В том числе в пределах контрактной территории ТОО «Казахойл Актобе»:

нефть:

В – 58 491 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 16 220 тыс. т;

C_1 – 47 275 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 11 882 тыс. т;

В+C_1 – 105 766 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 28 102 тыс. т;

C_2 – 4 659 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 837 тыс. т;

растворенный газ:

В – 13 208 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 10 566 млн. $м^3$;

C_1 – 9 210 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 6 886 млн. $м^3$;

В+C_1 – 22 418 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 17 452 млн. $м^3$;

C_2 – 1 003 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 183 млн. $м^3$;

газ газовой шапки:

C_1 – 1 489 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 1 415;

конденсат:

C_1 – 41 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 18 тыс. т.

В том числе за пределами контрактной территории ТОО «Казахойл Актобе»:

Нефть:

В – 322 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 91 тыс. т;

C_1 – 4 902 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 1 260 тыс. т;

В+C_1 – 5 224 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 1 351 тыс. т;

C_2 – 10 779 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 2 052 тыс. т;

растворенный газ:

В – 73 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 58 млн. $м^3$;

C_1 – 1 107 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 886 млн. $м^3$;

В+С1 – 1 180 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые – 944 млн. $м^3$;

C_2 – 2 433 млн. $м^3$ геологические, в том числе извлекаемые - 464 млн. $м^3$.

Таблица 2.5.1 – Утвержденные запасов нефти и растворенного в нефти газа

Толща	Пласт	Свод	Территория	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Эффективный объем продуктивных пород, тыс.м^3	Коэффициент пористости, д.ед.	Эффективный поровый объем продуктивных пород, тыс.м^3	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	Эффективный поровый нефтенасыщенный объем, тыс.м^3	Плотность нефти в поверх. условиях, г/см^3	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Газосодержание, м^3/т	Начальные геологические запасы		Коэффициент извлече	Начальные извлекаемые запасы	
																нефти, тыс.т	раствор. газа, млн. м^3		нефти, тыс.т	раствор. газа, млн. м^3
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*	*19*	*20*	*21*
КТ-I		**Южный**	В пределах контрактной территории	ВНЗ	C_1	10097	16,6	167916	0,10	16792	0,75	12594	0,871	0,869	76,8	9532	732	0,202	1930	148
			Всего по толще КТ-1		C_1	**10097**		**167916**		**16792**		**12594**				**9532**	**732**		**1930**	**148**
МКТ	МКТ-1		В пределах контрактной территории	ЧНЗ	C_2	**660**	3,8	**2534**	0,07	**186**	0,70	**130**	0,826	0,724	134,3	78	10	0,110	9	1
	МКТ-2		В пределах контрактной территории	ЧНЗ	C_1	**2406**	6,7	**16113**	0,06	**967**	0,87	**841**	0,826	0,724	134,3	503	68	0,146	73	10
					C_2	**2704**	2,7	**7369**	0,06	**437**	0,85	**371**	0,826	0,724	134,3	222	30	0,110	24	3
	МКТ-3		В пределах контрактной территории	ЧНЗ	C_2	**1114**	5,6	**6245**	0,08	**491**	0,79	**386**	0,826	0,724	134,3	231	31	0,110	25	3
			Всего по толще МКТ		C_1	**2406**		**16113**		**967**		**841**				**503**	**68**		**73**	**10**
					C_2	**4478**		**16148**		**1115**		**887**				**531**	**71**		**58**	**7**
КТ-II	**КТ-II-I-1**	**Северный**	В пределах контрактной территории	ЧНЗ	B	670	4,8	3200	0,06	190	0,85	162	0,827	0,682	225,8	91	21	0,238	22	17
					C_1	14701	7,0	102227	0,07	7631	0,82	6280	0,827	0,682	225,8	3542	800	0,238	843	640
				ВНЗ	C_1	246	12,6	3110	0,09	266	0,70	185	0,827	0,682	225,8	104	23	0,238	25	18
				ЧНЗ	C_2	2297	11,0	25365	0,09	2192	0,84	1834	0,827	0,682	225,8	1034	233	0,179	185	42
			За пределами контрактной территории	ЧНЗ	B	62	6,4	394	0,06	24	0,83	20	0,827	0,682	225,8	11	2	0,238	3	2
					C_1	2285	5,5	12571	0,07	873	0,85	742	0,827	0,682	225,8	418	94	0,238	99	75
					C_2	6636	6,9	45847	0,08	3785	0,83	3152	0,827	0,682	225,8	1778	401	0,179	317	72
		Южный	В пределах контрактной территории	ЧНЗ	B	10521	9,2	96312	0,08	7244	0,85	6148	0,827	0,682	225,8	3468	783	0,266	922	626
					C_1	22846	7,0	160699	0,08	13159	0,82	10804	0,827	0,682	225,8	6094	1376	0,266	1621	1101
				ВНЗ	C_1	3691	4,6	16990	0,09	1458	0,76	1114	0,827	0,682	225,8	628	142	0,266	167	114
				ЧНЗ	C_2	320	9,5	3040	0,09	259	0,72	187	0,827	0,682	225,8	106	24	0,200	21	5
				ВНЗ	C_2	146	4,5	657	0,09	60	0,87	52	0,827	0,682	225,8	29	7	0,200	6	1
			За пределами контрактной территории	ЧНЗ	B	75	3,2	242	0,06	15	0,80	12	0,827	0,682	225,8	7	2	0,266	2	2
					C_1	2246	4,4	9857	0,08	793	0,75	598	0,827	0,682	225,8	337	76	0,266	90	61
				ВНЗ	C_1	498	7,4	3669	0,07	272	0,75	205	0,827	0,682	225,8	116	26	0,266	31	21
				ВНЗ	C_2	1880	3,4	4200	0,06	200	0,96	130	0,827	0,682	225,8	73	16	0,200	15	3
		В пределах контрактной территории			**B**	**11191**		**99512**		**7434**		**6310**				**3559**	**804**		**944**	**643**
					C_1	**41484**		**283026**		**22514**		**18383**				**10368**	**2341**		**2656**	**1873**
					B+C_1	**52675**		**382538**		**29948**		**24693**				**13927**	**3145**		**3600**	**2516**
					C_2	**2763**		**29062**		**2511**		**2073**				**1169**	**264**		**212**	**48**
		За пределами контрактной территории			**B**	**137**		**636**		**39**		**32**				**18**	**4**		**5**	**3**
					C_1	**5029**		**26097**		**1938**		**1545**				**871**	**196**		**220**	**157**
					B+C_1	**5166**		**26733**		**1977**		**1577**				**889**	**200**		**225**	**160**
					C_2	**8516**		**50047**		**3985**		**3282**				**1851**	**417**		**332**	**75**
		Всего по КТ-II-I-I			**B**	**11328**		**100148**		**7473**		**6342**				**3577**	**808**		**949**	**646**
					C_1	**46513**		**309123**		**24452**		**19928**				**11239**	**2537**		**2876**	**2030**
					B+C_1	**57841**		**409271**		**31925**		**26270**				**14816**	**3345**		**3825**	**2676**
					C_2	**11279**		**79109**		**6496**		**5355**				**3020**	**681**		**544**	**123**

Продолжение таблицы 2.5.1

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*	*19*	*20*	*21*
КТ-II	**КТ-II-I-2**	**Северный**	В пределах контрактной территории	ЧНЗ	B	2259	16,8	37866	0,07	2833	0,82	2324	0,827	0,682	225,8	1311	296	0,269	353	237
					C_1	9735	17,1	166400	0,09	14909	0,83	12301	0,827	0,682	225,8	6938	1567	0,269	1866	1254
				ВНЗ	C_1	900	12,5	11290	0,09	1049	0,71	743	0,827	0,682	225,8	419	95	0,269	113	76
				ЧНЗ	C_2	3928	10,1	39801	0,06	2348	0,73	1722	0,827	0,682	225,8	971	219	0,202	196	44
				ВНЗ	C_2	253	8,9	2245	0,09	209	0,72	151	0,827	0,682	225,8	85	19	0,202	17	4
			За пределами контрактной территории	ЧНЗ	B	68	9,1	620	0,06	35	0,83	29	0,827	0,682	225,8	16	4	0,269	4	3
					C_1	1570	20,3	31864	0,07	2223	0,84	1862	0,827	0,682	225,8	1050	237	0,269	282	190
					C_2	6087	19,1	116386	0,08	9309	0,81	7532	0,827	0,682	225,8	4248	959	0,202	857	194
		Южный	В пределах контрактной территории	ЧНЗ	B	20327	23,0	468435	0,09	41569	0,83	34412	0,827	0,682	225,8	19409	4383	0,288	5590	3506
				ВНЗ	B	420	13,6	5692	0,08	469	0,70	329	0,827	0,682	225,8	186	42	0,288	54	34
				ЧНЗ	C_1	7078	17,0	120412	0,09	11406	0,80	9106	0,827	0,682	225,8	5136	1160	0,288	1479	928
				ВНЗ	C_1	2165	11,1	23934	0,09	2230	0,76	1699	0,827	0,682	225,8	958	216	0,288	276	173
			За пределами контрактной территории	ЧНЗ	B	417	18,8	7847	0,08	616	0,74	454	0,827	0,682	225,8	256	58	0,288	74	46
				ЧНЗ	C_1	560	12,2	6813	0,08	565	0,79	447	0,827	0,682	225,8	252	57	0,288	73	46
				ВНЗ	C_1	999	12,5	12483	0,09	1102	0,69	759	0,827	0,682	225,8	428	97	0,288	123	78
		В пределах контрактной территории			**B**	**23006**		**511993**		**44871**		**37065**				**20906**	**4721**		**5997**	**3777**
					C_1	**19878**		**322036**		**29594**		**23849**				**13451**	**3038**		**3734**	**2430**
					B+C_1	**42884**		**834029**		**74465**		**60914**				**34357**	**7759**		**9731**	**6207**
					C_2	**4181**		**42046**		**2557**		**1873**				**1056**	**238**		**213**	**48**
		За пределами контрактной территории			**B**	**485**		**8467**		**651**		**483**				**272**	**62**		**78**	**49,6**
					C_1	**3129**		**51160**		**3890**		**3068**				**1730**	**391**		**478**	**313**
					B+C_1	**3614**		**59627**		**4541**		**3551**				**2002**	**453**		**556**	**362**
					C_2	**6087**		**116386**		**9309**		**7532**				**4248**	**959**		**857**	**194**
		Всего по КТ-II-I-2			**B**	**23491**		**520460**		**45522**		**37548**				**21178**	**4783**		**6075**	**3826**
					C_1	**23007**		**373196**		**33484**		**26917**				**15181**	**3429**		**4212**	**2743**
					B+C_1	**46498**		**893656**		**79006**		**64465**				**36359**	**8212**		**10287**	**6570**
					C_2	**10268**		**158432**		**11866**		**9405**				**5304**	**1197**		**1070**	**242**
КТ-II	**КТ-II-II-3**	**Северный**	**В пределах контрактной территории**	ЧНЗ	B	1415	33,3	47186	0,08	3621	0,81	2926	0,827	0,682	225,8	1650	373	0,247	408	298
				ВНЗ	B	922	33,2	30631	0,09	2712	0,76	2066	0,827	0,682	225,8	1165	263	0,247	288	210
				ЧНЗ	C_1	4115	28,0	115207	0,07	8559	0,80	6838	0,827	0,682	225,8	3857	871	0,247	953	697
				ВНЗ	C_1	2802	25,3	70819	0,09	6118	0,75	4603	0,827	0,682	225,8	2596	586	0,247	641	469
				ЧНЗ	C_2	1124	24,5	27554	0,08	2125	0,78	1652	0,827	0,682	225,8	932	210	0,185	173	39
				ВНЗ	C_2	731	23,4	17117	0,08	1311	0,76	997	0,827	0,682	225,8	562	127	0,185	104	23
			За пределами контрактной территории	ЧНЗ	B	72	13,9	1001	0,07	66	0,85	56	0,827	0,682	225,8	32	7	0,247	8	6
				ЧНЗ	C_1	2153	22,6	48588	0,07	3607	0,83	3004	0,827	0,682	225,8	1694	383	0,247	418	306
				ВНЗ	C_1	133	14,8	1972	0,08	154	0,75	115	0,827	0,682	225,8	65	15	0,247	16	12
				ЧНЗ	C_2	1465	28,1	41185	0,08	3360	0,82	2741	0,827	0,682	225,8	1546	349	0,185	286	65
				ВНЗ	C_2	3114	27,7	86113	0,08	6883	0,77	5266	0,827	0,682	225,8	2970	671	0,185	550	124
		Южный	**В пределах контрактной территории**	ЧНЗ	B	10795	52,1	561919	0,09	47828	0,82	39261	0,827	0,682	225,8	22144	5000	0,275	6090	4000
				ВНЗ	B	7689	30,0	230842	0,09	21099	0,76	16076	0,827	0,682	225,8	9067	2047	0,275	2493	1638
				ЧНЗ	C_1	2654	32,6	86630	0,09	7956	0,87	6900	0,827	0,682	225,8	3892	879	0,275	1070	703
				ВНЗ	C_1	3952	12,9	50968	0,09	4717	0,89	4198	0,827	0,682	225,8	2368	535	0,275	651	428
			За пределами контрактной территории	ВНЗ	C_1	168	24,1	4047	0,09	361	0,77	279	0,827	0,682	225,8	157	35	0,275	43	28

Продолжение таблицы 2.5.1.

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*	*19*	*20*	*21*
КТ-II	**КТ-II-II-3**	**В пределах контрактной территории**			**B**	**20821**		**870578**		**75260**		**60329**				**34026**	**7683**		**9279**	**6146**
					C_1	**13523**		**323624**		**27350**		**22539**				**12713**	**2871**		**3315**	**2297**
					B+C_1	**34344**		**1194202**		**102610**		**82868**				**46739**	**10554**		**12594**	**8443**
					C_2	**1855**		**44671**		**3436**		**2649**				**1494**	**337**		**277**	**62**
		За пределами контрактной территории			**B**	**72**		**1001**		**66**		**56**				**32**	**7**		**8**	**6**
					C_1	**2454**		**54607**		**4122**		**3398**				**1916**	**433**		**477**	**346**
					B+C_1	**2526**		**55608**		**4188**		**3454**				**1948**	**440**		**485**	**352**
					C_2	**4579**		**127298**		**10243**		**8007**				**4516**	**1020**		**836**	**189**
		Всего по КТ-II-II-3			**B**	**20893**		**871579**		**75326**		**60385**				**34058**	**7690**		**9287**	**6152**
					C_1	**15977**		**378231**		**31472**		**25937**				**14629**	**3304**		**3792**	**2643**
					B+C_1	**36870**		**1249810**		**106798**		**86322**				**48687**	**10994**		**13079**	**8795**
					C_2	**6434**		**171969**		**13679**		**10656**				**6010**	**1357**		**1113**	**251**
КТ-II	**КТ-II-II-4**	**Северный**	В пределах контрактной территории	ВНЗ	C_1	820	9,9	8120	0,07	570	0,70	400	0,827	0,682	225,8	226	51	0,220	50	41
				ВНЗ	C_2	350	5,4	1900	0,07	130	0,69	90	0,827	0,682	225,8	51	12	0,165	8	2
			За пределами контрактной территории	ВНЗ	C_1	1291	10,3	13283	0,07	919	0,74	683	0,827	0,682	225,8	385	87	0,220	85	70
				ВНЗ	C_2	662	7,8	5184	0,08	396	0,73	290	0,827	0,682	225,8	164	37	0,165	27	6
		Южный	В пределах контрактной территории	ВНЗ	C_1	2673	6,3	16757	0,07	1164	0,73	854	0,827	0,682	225,8	482	109	0,258	124	87
				ВНЗ	C_2	2400	5,3	12695	0,07	842	0,75	635	0,827	0,682	225,8	358	81	0,194	69	16
		В пределах контрактной территории			**C_1**	**3493**		**24877**		**1734**		**1254**				**708**	**160**		**174**	**128**
					C_2	**2750**		**14595**		**972**		**725**				**409**	**93**		**77**	**18**
		За пределами контрактной территории			**C_1**	**1291**		**13283**		**919**		**683**				**385**	**87**		**85**	**70**
					C_2	**662**		**5184**		**396**		**290**				**164**	**37**		**27**	**6**
		Всего по КТ-II-II-4			**C_1**	**4784**		**38160**		**2653**		**1937**				**1093**	**247**		**259**	**198**
					C_2	**3412**		**19779**		**1368**		**1015**				**573**	**130**		**104**	**24**
Всего по толще КТ-II		**В пределах контрактной территории**			**B**											**58491**	**13208**		**16220**	**10566**
					C_1											**37240**	**8410**		**9879**	**6728**
					B+C_1											**95731**	**21618**		**26099**	**17294**
					C_2											**4128**	**932**		**779**	**176**
		За пределами контрактной территории			**B**											**322**	**73**		**91**	**58**
					C_1											**4902**	**1107**		**1260**	**886**
					B+C_1											**5224**	**1180**		**1351**	**944**
					C_2											**10779**	**2433**		**2052**	**464**
		Всего			**B**											**58813**	**13281**		**16311**	**10625**
					C_1											**42142**	**9517**		**11139**	**7614**
					B+C_1											**100955**	**22798**		**27450**	**18238**
					C_2											**14907**	**3365**		**2831**	**640**
Всего по месторождению		**В пределах контрактной территории**			**B**											**58491**	**13208**		**16220**	**10566**
					C_1											**47275**	**9210**		**11882**	**6886**
					B+C_1											**105766**	**22418**		**28102**	**17452**
					C_2											**4659**	**1003**		**837**	**183**
		За пределами контрактной территории			**B**											**322**	**73**		**91**	**58**
					C_1											**4902**	**1107**		**1260**	**886**
					B+C_1											**5224**	**1180**		**1351**	**944**
					C_2											**10779**	**2433**		**2052**	**464**
		Всего			**B**											**58813**	**13281**		**16311**	**10625**
					C_1											**52177**	**10317**		**13142**	**7772**
					B+C_1											**110990**	**23598**		**29453**	**18396**
					C_2											**15438**	**3436**		**2889**	**647**

Таблица 2.5.2 - Утвержденные запасы газа газовый шапки и конденсата

Горизонт	Свод	Территория	Зона	Категория	Площадь газоносности, тыс.м^2	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Обьем газонасыщенных пород, тыс. м^3	Коэффициенты, д. ед.		Начальное пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технических ат.в физические давления	Геологические запасы газа, млн. м^3	Мольная доля сухого газа, д. ед.	Нач.геологические запасы сухого газа, млн.м^3	КИГ д.ед.	Начальные извлекаемые запасы "сухого" газа млн. м^3	Потенциальное содержание конденсата, г/см^3	Нач.геологические запасы конденсата, тыс. т	Коэффициент извлечения конденсата, д.ед.	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т
								пористости	газонасыще н-ности	Начальное	конечное	начальная	конечная											
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
КТ-1	Южный	В пределах контрактной территории	ГНВ	C_1	6191	12,9	79880	0,10	0,84	20,0	0,1	1,206	1,0	0,942	9,87	1499	0,99	1489	0,950	1415	27,5	41	0,45	18
Итого по КТ-I				**C_1**	**6191**		**79880**									**1499**		**1489**		**1415**		**41**		**18**

3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика энергетического состояния залежей

3.1.1 Анализ результатов гидродинамических исследований

В данном разделе проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин, проведенных на базе данных, предоставленных компанией ТОО «Казахойл Актобе».

С целью планомерного охвата исследованиями объектов разработки на месторождении проводятся следующие гидродинамические исследования:

- Исследования при установившемся режиме фильтрации (КСД, МУО);
- Исследование при неустановившемся режиме фильтрации (КВД, КПД).

Количество вышеперечисленных гидродинамических исследований представлено в таблице 3.1.1. Как видно из этой таблицы на месторождении проведено 273 исследования, в числе которых 101 исследование КВД по 49 скважинам, 75 исследований КПД по 27 скважинам, 24 исследование КСД по 14 скважинам и 71 исследование МУО по 30 скважинам.

За анализируемый период на месторождении (01.01.2024-01.01.2026гг) проведено 4 ГДИС, 3 КСД в скважинах №№314, 01В, 20В и 1 КПД в скважине №64.

Таблица 3.1.1 – Количество проведенных исследований с начала разработки

Объект	Всего	Вид исследований				
		КВД	КСД	КПД	КПУ	МУО
I	**271**	101	24	75		71
II	**2**		2			
Всего	**273**	**101**	**26**	**75**	**0**	**71**

Таблица 3.1.2 - Количество проведенных исследований за период 2024-2025гг

Объект	Всего	Вид исследований				
		КВД	КСД	КПД	КПУ	МУО
I	**4**		3	1		
II	**2**		2			
Всего	**6**	**0**	**5**	**1**	**0**	**0**

Данные виды исследований проведены и проинтерпретированы компанией «ГеоМунайРесурс» и «Алстрон» с помощью специализированных программных продуктов «Saphir» и «PanSystem».

В таблицах 3.1.2-3.1.3 представлены результаты гидродинамических исследований. Также, для анализа дифференциации полученных параметров, результаты распределены по соответствующим участкам Южного и Северного сводов. Как было указано в предыдущих утвержденных проектных документах, пласты толщи КТ-II обладает очень низкой проницаемостью и соответствующей низкой способностью распределения давления

(пьезопроводностью), вследствие чего при закрытии скважин давление в пласте восстанавливается весьма длительное время. В условиях низких фильтрационных свойств пласта-коллектора достоверность получаемых результатов существенно зависит от длительности проведения исследований. Продолжительность остановки скважин для восстановления давления изменяется в интервале 73-1516 часов, составляя в среднем 302 часа. Однако по большинству скважин восстановление давления происходит не полностью, вследствие чего на диагностических графиках не проявляется радиальный режим, по которому и определяются основные фильтрационные параметры пластов. К примеру, на рисунке 3.5.1 представлено диагностический график скважины №64, из которого видно, что данная скважина была закрыта на достаточно длительное время (409 часов), однако для восстановления давления этого было недостаточно, вследствие чего на диагностических графиках не проявляется радиальный участок.

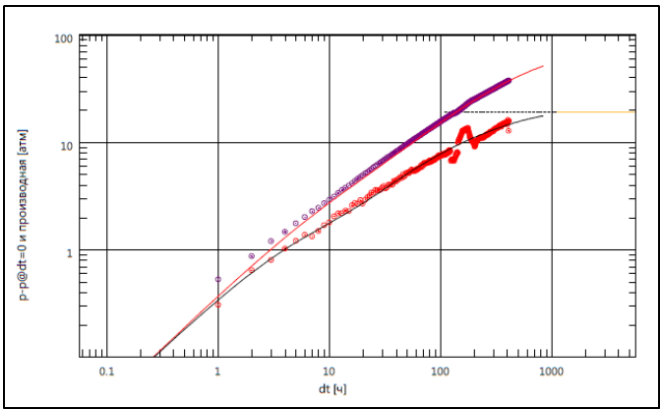


Рисунок 3.1.1 – Диагностический график по скважине №64 (КПД, 11.07.2015г)

Таким образом, общепринятым методом регистрации КВД/КПД желаемые корректные результаты ГДИС на месторождении Алибекмола не получены, в связи с этим, а также из экономических соображений, недропользователем было существенно уменьшено количество исследований за последние несколько лет. Данные факторы не позволяют объективно оценить динамику фильтрационно-продуктивных показателей. С целью отслеживания изменений во времени фильтрационно-емкостных параметров пластов подобрана актуальная опорная сеть скважин и определена программа контрольных гидродинамических исследований, которая позволит равномерно охватить площадь месторождения с наименьшим ущербом для общего уровня добычи.

Среднее время установление режима при исследованиях кривой стабилизации давления (КСД) составляет 362 часа, при весьма широком интервале изменения 192-715,3 часов. Однако по большинству скважин стабилизация дебита нефти не наблюдается. Необходимо также учесть, что забойные давления на режимах были ниже давления насыщения. Как видно из рисунка 3.5.2, в котором представлено изменения забойного давления и дебита во времени по скважине №315 дебит жидкости не устанавливается,

также при режиме забойное давление составляет 15,9 МПа, тогда как значение давления насыщения по данной скважине составляет 21 МПа.

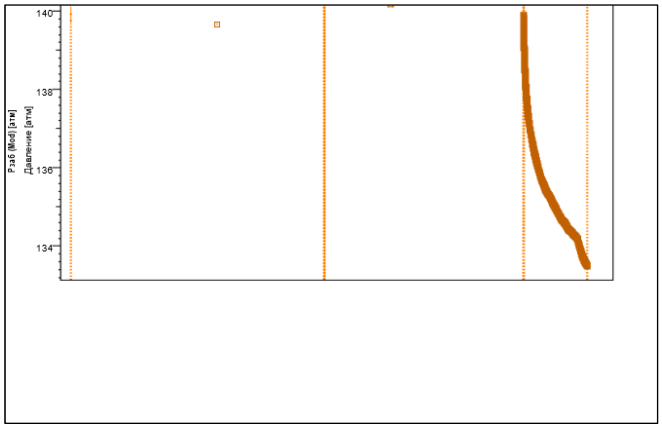


Рисунок 3.1.2 – Изменение забойного давления и дебита во времени по скважине №315

По результатам гидродинамических исследований не выявлен характер коллектора с двойной пористостью. Момент времени, который соответствует притоку из поровой системы в трещину, не наблюдается, и в данном случае распределение давления происходило только по трещинной системе или же только по естественной поровой системе матрицы. Однако следует учесть влияние низкой степени восстановленности и искривление кривых вследствие выделения газа из жидкости, которое приводит к неотчетливым представлениям о режиме притока.

По месторождению полученное значение коэффициента проницаемости характеризует коллектор как низкопроницаемый, большинство значений оказались ниже 1мД (10^{-3} мкм^2).

По результатам ГДИ коэффициент проницаемости по дренируемым районам добывающих скважин Северного свода варьирует в интервале 0,001-3,02*10^{-3}мкм^2, составляя в среднем 0,751*10^{-3} мкм^2. Среднее значение коэффициента продуктивности составляет 12,6 м^3/(МПа*сут). В районе нагнетательных скважин коэффициент приемистости скважин – 4,27 м^3/(МПа*сут).

В пределах Южного свода коэффициент проницаемости варьирует в интервале 0,0005-132,9*10^{-3} мкм^2, составляя в среднем 3,77*10^{-3} мкм^2. Среднее значение коэффициента продуктивности составляет 16,5 м^3/(МПа*сут), при этом интервал изменения – 0,38-116,32 м^3/(МПа*сут). В районе нагнетательных скважин коэффициент приемистости скважин – 10,9 м^3/(МПа*сут) при интервале изменения 1,72-50,33 м^3/(МПа*сут).

Таблица 3.1.3 – Результат гидродинамических исследований добывающих скважин I объекта

Наименование	На дату проектирования ДПР-2024г				На дату проекта ДПР-2026г			
	Количество, ед.		Интервал изменения	Среднее значение	Количество, ед.		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений			скважин	измерений		
Северный свод								
Коэффициент продуктивности, м3/(сут*МПа)	14	50	0,62-95,75	12,8	14	51	0,62-95,75	12,6
Удельная продуктивность, м3/(м*сут*МПа)	14	50	0,01-1,24	0,207	14	51	0,01-1,24	0,204
Коэффициент приемистости, м3/(сут*МПа)	1	5	3,36-4,31	3,85	1	6	3,36-6,4	4,27
Удельная приемистость, м3/(м*сут*МПа)	1	5	0,04-0,14	0,1	1	6	0,04-0,33	0,1
Гидропроводность, 10-3*м3/МПа*с	15	57	0-0,72	0,1	15	58	0,0002-0,07	0,0
Пьезопроводность, м2/с	14	53	0-7,32	0,149	15	55	0,00002-7,32	0,144
Проницаемость, 10-3 мкм2	15	56	0,01-3,02	0,759	15	58	0,001-3,02	0,751
Скин-фактор	15	56	-9,6-1,42	-4,51	15	58	-9,6-1,42	-4,58
Южный свод								
Коэффициент продуктивности, м3/(сут*МПа)	47	146	0,38-116,32	16,7	48	148	0,38-116,32	16,5
Удельная продуктивность, м3/(м*сут*МПа)	47	146	0-3,27	0,3	48	148	0-3,27	0,3
Коэффициент приемистости, м3/(сут*МПа)	6	27	1,72-50,33	10,9	6	27	1,72-50,33	10,9
Удельная приемистость, м3/(м*сут*МПа)	6	27	0-0,63	0,2	6	27	0,0019-0,63	0,2
Гидропроводность, 10-3*м3/МПа*с	58	209	0-4,6	0,3	59	201	0,0001-0,45	0,0
Пьезопроводность, м2/с	54	159	0-4,27	0,080	55	161	0,0001-4,27	0,079
Проницаемость, 10-3 мкм2	58	204	0-132,9	3,8	59	206	0,0005-132,9	3,77
Скин-фактор	56	190	-11,93-11,23	-4,0	57	192	-11,93-11,23	-4,0

Характеристика энергетического состояния залежей

В настоящее время месторождение Алибекмола разрабатывается 4 продуктивными пластами (КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3 и КТ-II-II-4), которые объединены в один эксплуатационный объект КТ-II. Начальное пластовое давление, вследствие значительных размеров этажа нефтеносности объекта КТ-II, изменяется по разрезу в относительно широком диапазоне: от 29 МПа в верхней пачке до 36 МПа – в нижней. Для анализа энергетического состояния рассматривались величины давлений, приведенные к уровню ВНК. Таким образом, среднее начальное пластовое давление для объекта КТ-II было принято на уровне 34,95 МПа. Давление насыщения газом для данного объекта равно 25,23 МПа.

Распределение текущего пластового давления по площади приведено на карте изобар (граф. прил. №22). Анализ энергетического состояния месторождения Алибекмола имеет определенные трудности из-за сложного геологического строения, ухудшенных коллекторских свойств пластов и наличия трещин. Пласты карбонатной толщи основного объекта обладают низкой проницаемостью и преобладающей системой трещиноватости, что приводит к сложно прогнозируемым результатам используемой системы заводнения. Результаты трассерных исследований показали, что продвижение флюида по пласту происходит неравномерно из-за сообщаемости трещин, и влияние закачки может проявиться в отдаленных скважинах, в то время как в зонах дренирования соседних скважин пластовое давление может сохранять негативную динамику.

В процессе эксплуатации скважин на месторождении наблюдалось быстрое снижение пластового давления в зонах отбора, что свидетельствует о полном отсутствии влияния пластовой водонапорной системы. С востока и запада нефтяные залежи ограничены тектоническими нарушениями, которые полностью экранируют залежи от воздействия законтурной зоны. Влияние подошвенной воды также отсутствует, так как нет сообщаемости в пределах карбонатной толщи в вертикальном направлении из-за многопластового характера эксплуатационного объекта. Следовательно, нефтяная залежь КТ-II до реализации системы ППД разрабатывалась преимущественно при упруго-замкнутом режиме. Для анализа энергетического состояния использованы представительные данные пластовых давлений, полученные по исследованиям КВД, КПД, КСД, МУО, а также путем прямых замеров посредством глубинных манометров и отбивки уровней жидкости в статическом режиме. По большинству скважин текущие пластовые давления определены расчетным путем с использованием замеров статических уровней жидкости.

Необходимо также отметить, что в условиях месторождения Алибекмола, учитывая

низкие фильтрационные свойства коллекторов, восстановление пластового давления в зонах отборов и в целом по залежи происходит длительное время. Поэтому результаты измерений пластового давления, особенно пересчетов статических уровней, носят оценочный характер и используются только для сравнительного анализа.

Как видно из карты изобар, по площади месторождения отмечается наличие нескольких регионов с депрессионными воронками в виде скоплений линий изобар, в основном на Южном своде в связи с его большей разбуренностью и большей выработанностью запасов УВ. Такие изменения наблюдаются в районе активных добывающих скважин вследствие неравномерного дренирования залежей в зависимости от интенсивности либо полного отсутствия влияния закачки от нагнетательных скважин. Текущее пластовое давление в районе добывающих скважин изменяется от 9,9 до 27,5 МПа, составляя в среднем 17,0 МПа, что составляет 67,4% от давления насыщения.

Динамика изменения пластового давления в течении разработки представлена на рисунке 3.1.3, из которого видно, что в период повсеместного перевода на механизированный способ эксплуатации в 2013г, как следствие форсированных отборов наблюдается резкое снижение пластового давления, несмотря на выполнение мероприятий по поддержанию пластового давления. Ввиду снижения пластового давления ниже давления насыщения, с 2013г наблюдается резкий рост газового фактора, что повлекло за собой снижение продуктивности скважин. Увеличение уровней закачки рабочего агента с 2016г благоприятно повлияло на энергетическое состояние залежи, замедлив темпы снижения пластового давления, однако, ввиду сложного геологического строения карбонатного коллектора, наличия высокопроводящих трещин, увеличение компенсации отборов повлекло за собой рост обводненности скважин. Как отмечается в главе 6 – анализ выработанности запасов, анализ характеристик вытеснения показывает наличие опережающей обводненности, ввиду чего, при организации системы необходим подход, ориентированный на эффективность вытеснения.

На сегодняшний день, как видно из представленных данных, многие добывающие скважины работают при пластовом давлении ниже давления насыщения, что ведет к разгазированию пластовой нефти и установке режима растворенного газа в залежах, совмещенном местами с искусственным водонапорным режимом разработки залежи.

По залежам возвратного объекта КТ-I выполнено 2 исследования КСД, по результатам которых среднее пластовое давление на ВНК составило 14,9 МПа.

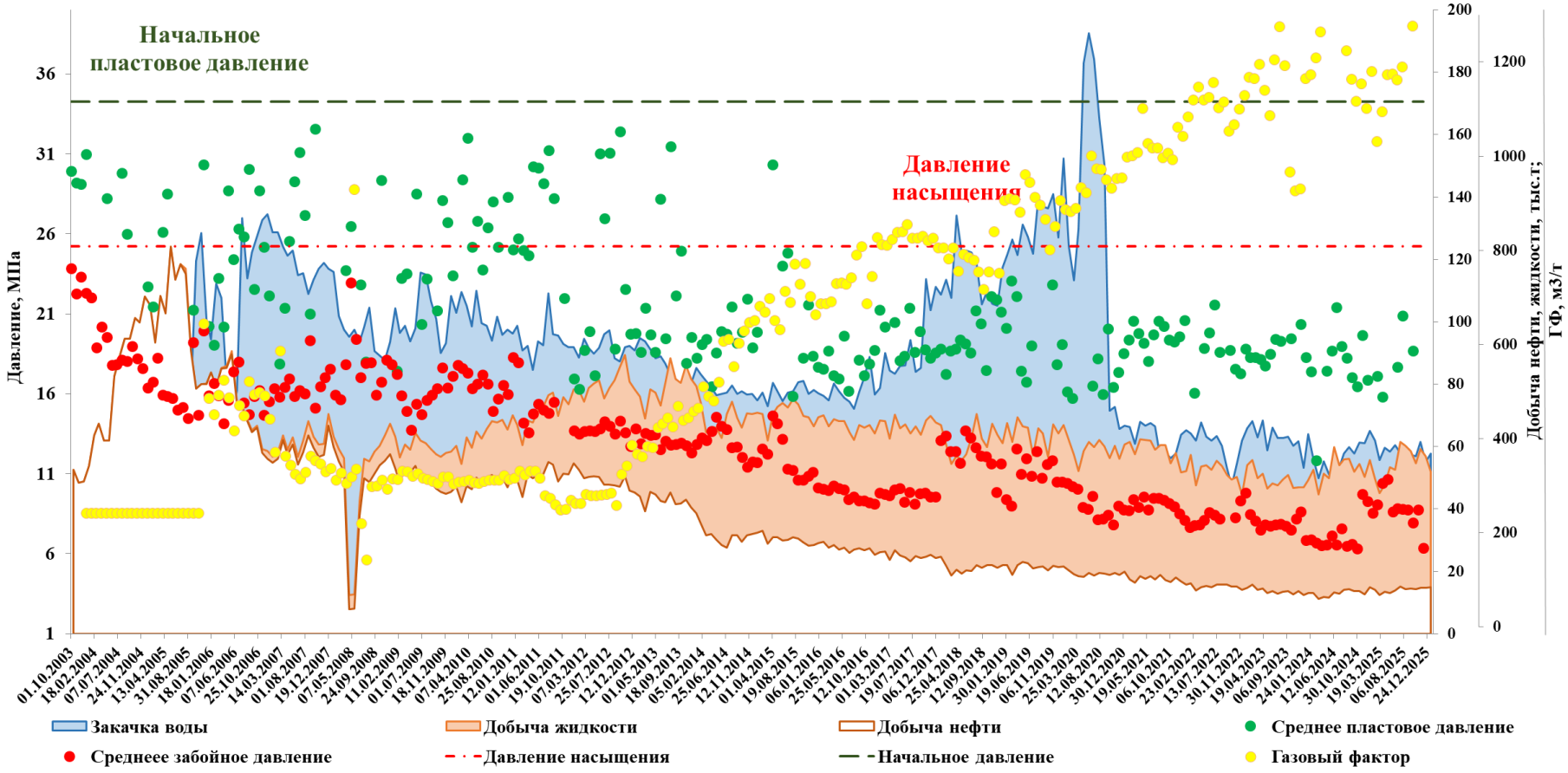


Рисунок 3.1.3 – Динамика энергетического состояния залежи КТ-II

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

В 2021г составлен «Проект разработки месторождения Алибекмола» [20], составленный ТОО НИИ «КМГ Инжиниринг» по состоянию на 01.07.2020г и утвержденный ЦКРР РК 14.10.2021г.

В 2022г составлен «Анализ разработки месторождения Алибекмола» (Протокол ЦКРР РК №30/8 от 28.08.2022г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» по состоянию на 01.01.2022г, с целью уточнения показателей разработки. В рамках «АР-2022г» были утверждены технологические показатели по 3 варианту разработки на период 2023-2024гг [21].

Действующим проектным документом является «Дополнение к проекту разработки…»-2024г. (Протокол ЦКРР РК №51/1 от 21-22 ноября 2024г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» по состоянию на 01.01.2024г, в рамках которого были утверждены технологические показатели по 2 варианту разработки на период 2025-2027гг [22].

Общий пробуренный фонд месторождения по состоянию на 01.01.2026г составляет 112 скважин, из которых в добывающем фонде числятся 64 скважины (в т.ч. действующий – 58 ед., в бездействии – 6 ед.), в нагнетательном – 29 ед. (в том числе действующий – 24 ед., в бездействии – 5 ед.), в наблюдательном – 1 ед., в консервации – 1 ед., в освоении – 1 ед., в ликвидации – 16 ед.

Причины бездействия скважин представлены в таблице 3.2.2.

Характеристика фонда скважин месторождения Алибекмола по состоянию на 01.01.2026г представлена в таблице 3.2.1.

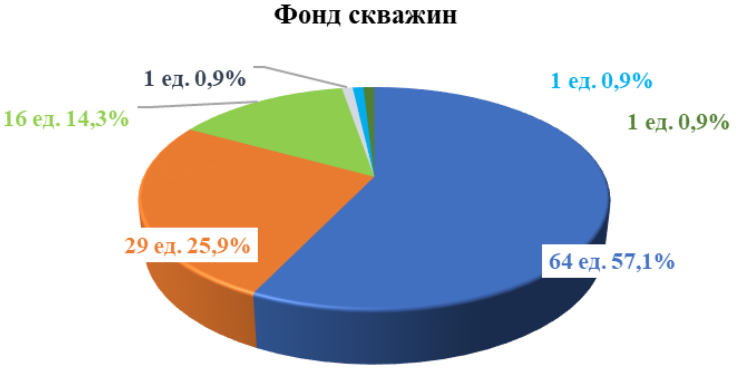


Рисунок 3.2.1 – Распределение общего фонда скважин

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026г

№№ п/п	Фонд	Категория		Объект I (толща КТ-II)	Всего по I объекту, ед.	Возвратный объект (толща КТ-I)	Всего по возвратному объекту КТ-I, ед.	Всего по место-рождению, ед.
1	*2*	*3*		*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, ед.			**55**		**3**	**58**
2		Дающих продукцию, ед.		01В, 02А, 03А, 05В, 06А, 06В, 07А, 07В, 09В, 10А, 12В, 13В, 17В, 20В, 026, 027, 051, 056, 058, 102, 103, 104, 106, 107, 109, 111, 113, 116, 121, 122, 127, 131, 134, 135, 136, 141, 142, 147, 203, 212, 305, 306, 311, 312, 314, 315, 320, 323, 507, 513, 343, 345, 118, 300	**54**	9, 119, 130	**3**	**57**
3		из	фонтанные	343, 345	2	119, 130	2	4
4		них	ЭЦН	01В, 02А, 03А, 05В, 06А, 06В, 07А, 07В, 09В, 10А, 12В, 13В, 17В, 20В, 026, 027, 051, 056, 058, 102, 103, 104, 106, 107, 109, 111, 113, 116, 121, 122, 127, 131, 134, 135, 136, 141, 142, 147, 203, 212, 305, 306, 311, 312, 314, 315, 320, 323, 507, 513	50	9	1	51
5			НДГ	118, 300	2	-	0	2
6		в простое (НДГ), ед.		304	1	-	0	1
7		в бездействии, ед.		8, 28, 144, 145, 148, 151	6	-	0	6
8		**Всего, ед.**			**61**		**3**	**64**
9	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	в т.ч. действующих, ед.		10, 52, 53, 54, 55, 64, 108, 115, 117, 139, 143, 201, 204, 205, 206, 208, 209, 210, 211, 213, 307, 316, 324, 327	29	-	0	29
10		в бездействии, ед.		129, 137, 200, 207, 215	5	-	0	5
11		**Всего, ед.**			**24**		**0**	**24**
12	Фонд в консервации	В консервации		114	1	-	0	1
13								
14		**Всего, ед.**			**1**		**0**	**1**
15	Наблюдательный фонд скважин	Всего, ед.		10В	**1**	-	**0**	**1**
16	Пьезометрический фонд	Всего, ед.		-	**0**	-	**0**	**0**
17	Фонд скважин в освоении	Всего, ед.		62	**1**	-	**0**	**1**

№№ п/п	Фонд	Категория	Объект I (толща КТ-II)	Всего по I объекту, ед.	Возвратный объект (толща КТ-I)	Всего по возвратному объекту КТ-I, ед.	Всего по место-рождению, ед.
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
19	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, ед.	5, 11, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 32, 318	**14**	-	**0**	**14**
20		по техническим причинам, ед.	61, 138	**2**	-	**0**	**2**
21		**Всего, ед.**		**16**	-	**0**	**16**
22	**Итого пробуренный фонд, ед.**			**109**		**3**	**112**

Таблица 3.2.2 – Причины бездействия добывающих скважин

№ п/п	№ скв	Причина
1	8	Технические ограничения по воде
2	28	Отсутствие притока, скважина закрыта на набор давления
3	144	100% обводненность, технические ограничения по воде
4	145	ОПРС (перегруз IGBT)
5	148	ОТРС/ОКРС (отсутствие сопротивления изоляции кабеля ЭЦН)
6	151	ОТРС/ОКРС (отсутствие сопротивления изоляции кабеля ЭЦН)

Преобладающим способом эксплуатации на 01.01.2026г на месторождении является механизированный способ эксплуатации при помощи ЭЦН. В целом на объекте фонтанным способом эксплуатируются 4 скважины, установками электроцентробежных насосов оборудована 51 скважина или 87,9% от действующего добывающего фонда и 2 скважины оборудованы НДГ. В 2025г 8,4% добычи нефти приходится на фонтанный способ эксплуатации, 91,6% - на механизированный способ эксплуатации, из которых 85,4% - посредством УЭЦН и 6,2% – посредством НДГ.

Распределение скважин по способу эксплуатации представлено на рисунке 3.2.2.

Рисунок 3.2.2 – Распределение действующих добывающих скважин по способам эксплуатации на 01.01.2026г

Таблица 3.2.3 – Показатели добычи нефти по способам эксплуатации

№№ п/п	Способ эксплуатации	Добыча нефти, тыс.т		Процент от общей добычи нефти, %		Добыча жидкости, тыс.т		Процент от общей добычи жидкости, %	
		01.01.2026	с начала разработки	01.01.2026	с начала разработки	01.01.2026	с начала разработки	01.01.2026	с начала разработки
1	Фонтанный	14,8	6 079,9	8,4	56,7	22,8	6 614,6	3,4	36,9
2	Механизированный, в т.ч.: (*УЭЦН)*	150,2	3 721,6	85,4	34,7	626,7	10 327,9	94,8	57,6
3	(*НДГ)*	10,8	913,2	6,2	8,5	11,7	983,8	1,8	5,5
4	**Итого**	**175,9**	**10 714,8**	**100,0**	**100,0**	**661,2**	**17 926,3**	**100,0**	**100,0**

Таблица 3.2.4 – Показатели дебитов нефти по способам эксплуатации

№№ п/п	Способ эксплуатации	Дебит, т/сут					
		Среднегодовой		максимальный		минимальный	
		нефти	жидкости	нефти	жидкости	нефти	жидкости
1	Фонтанный	14,5	19,3	24,7	43,5	5,2	5,3
2	Механизированный, в т.ч.: (*УЭЦН)*	1,8	2,5	30,9	124,5	0,4	2,7
3	(*НДГ)*	26,4	35,1	24,5	24,9	4,4	5,1

За анализируемый период на месторождении пробурены 2 скважины А-343, А-345.

Ниже на рисунке 3.2.3 представлена динамика ввода скважин из бурения с начала разработки месторождения. Как видно из рисунка, интенсивное бурение и ввод в эксплуатацию осуществлялись с 2004 по 2006гг.

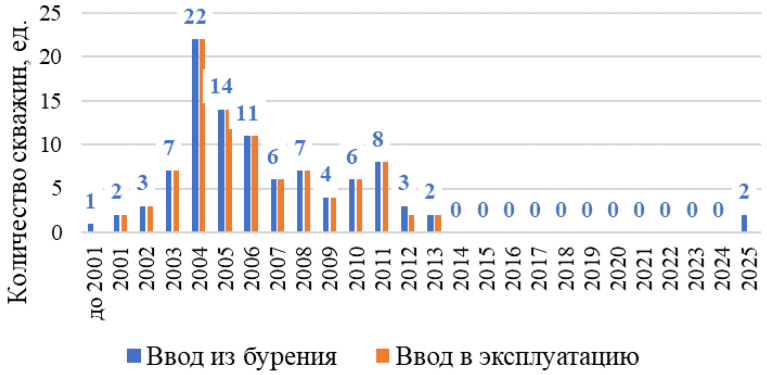


Рисунок 3.2.3 – Динамика бурения и ввода скважин в эксплуатацию. Объект I (толща КТ-II)

Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти, обводненности и газовому фактору представлены в таблицах 3.2.3-3.2.6.

На 01.01.2026г по I основному объекту к малодебитному фонду (с дебитом по нефти менее 10 т/сут) относятся 37 скважин или 49,1% от действующего добывающего фонда скважин, 23 скважины (41,8%) характеризуется дебитом по нефти от 10 до 20 т/сут, 4 скважины (7,3%) эксплуатируются дебитами по нефти от 20 до 30 т/сут и 1 скважина эксплуатируется с дебитом выше 30 т/сут.

Таблица 3.2.5 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности по скважинам I объекта

Год	Инт.изм. обв %	qн<10	10<=qн<20	20<=qн<30	qн>=30	Кол-во
2023	0-10	305	104, 323, 507, 2А	300, 513	-	7
	10-30	-	-	1В	-	1
	30-50	10А	116, 141, 311, 7А	-	-	5
	50-70	3А	58, 102, 107, 122, 135, 315	-	-	7
	70-100	27, 51, 56, 109, 113, 127, 131, 134, 136, 142, 148, 212, 304, 312, 6А, 9В, 12В, 13В, 17В	26, 111, 203, 320, 5В, 6В	-	-	25
2024	0-10	304, 305, 2А	507	300, 311, 315, 513	-	8
	10-30	118, 10А	103, 6А	7А	-	5
	30-50	-	113, 1В	141	-	3
	50-70	27, 104, 122	51, 102, 106, 107, 109, 116, 135, 323, 12В	111	-	13
	70-100	56, 119, 121, 127, 131, 134, 136, 142, 147, 148, 212, 312, 314, 320, 3А, 5В, 7В, 9В, 13В, 17В, 20В	26, 58, 203	6В	-	25
2025	0-10	345	507	300, 513		4

Год	Инт.изм. обв %	qн<10	10<=qн<20	20<=qн<30	qн>=30	Кол-во
	10-30	104, 118, 304, 311	116, 121, 141, 305, 01B, 10A		315	11
	30-50		103, 135, 06A	343		4
	50-70	27, 122, 134, 213, 306, 323	26, 51, 102, 107, 109, 111, 113, 07A, 12B			15
	70-100	56, 106, 127, 131, 136, 142, 147, 312, 314, 02A, 03A, 07B, 09B, 13B, 17B, 20B	58, 203, 320, 05B	06B		21

Таблица 3.2.6 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности по скважинам возвратного объекта КТ-I

Год	Инт.изм. обв %	qн<10	10<=qн<20	20<=qн<30	qн>=30	Кол-во
2025	0-10	119		130		2
	10-30		9			1
	30-50					0
	50-70					0
	70-100					0

Таблица 3.2.7 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и газовому фактору по скважинам I объекта

Год	Инт.изм. обв %	qн<10	10<=qн<20	20<=qн<30	qн>=30	Кол-во
2023	0-200	131	-	-	-	1
	200-500	148	-	-	-	1
	500-1000	56, 134, 142, 304	104, 320, 2A	513, 1B	-	9
	1000<	27, 51, 109, 113, 127, 136, 212, 305, 312, 3A, 6A, 9B, 10A, 12B, 13B, 17B	26, 58, 102, 107, 111, 116, 122, 135, 141, 203, 311, 315, 323, 507, 5B, 7A, 6B	300	-	34
2024	0-200	312	-	311	-	2
	200-500	27, 104, 119, 147, 148, 305, 314, 320, 20B	106, 113, 323, 6A	300	-	14
	500-1000	131, 142, 212, 304, 9B, 17B	103, 135, 1B	141, 315, 513, 6B	-	13
	1000<	56, 118, 121, 122, 127, 134, 136, 2A, 3A, 5B, 7B, 10A, 13B	26, 51, 58, 102, 107, 109, 116, 203, 507, 12B	111, 7A	-	25
2025	0-200	312, 09B	305			3
	200-500	27, 131, 142, 306, 311, 314, 17B	103, 320	300, 513		11
	500-1000	106, 134, 212, 304	58, 111, 113, 116, 135, 141, 507, 10A	06B	315	14
	1000<	56, 104, 118, 122, 127, 136, 147, 323, 02A, 03A, 07B, 13B, 20B, 345	26, 51, 102, 107, 109, 121, 203, 01B, 05B, 06A, 07A, 12B	343		30

Таблица 3.2.8 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и газовому фактору по скважинам возвратного объекта КТ-I

Год	Инт.изм. обв %	qн<10	10<=qн<20	20<=qн<30	qн>=30	Кол-во
2025	0-200					0
	200-500					0
	500-1000					0
	1000<	119	9	130		3

Коэффициенты эксплуатации и использования добывающих и нагнетательных скважин в целом по месторождению представлено на рисунке 3.2.4.

По состоянию на 01.01.2026г среднее значение коэффициента эксплуатации добывающих скважин по месторождению оценивается на уровне 0,79 д.ед, коэффициент использования 0,91 д.ед., коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин составил 0,88 д.ед., коэффициент использования нагнетательных скважин составил 0,83 д.ед.

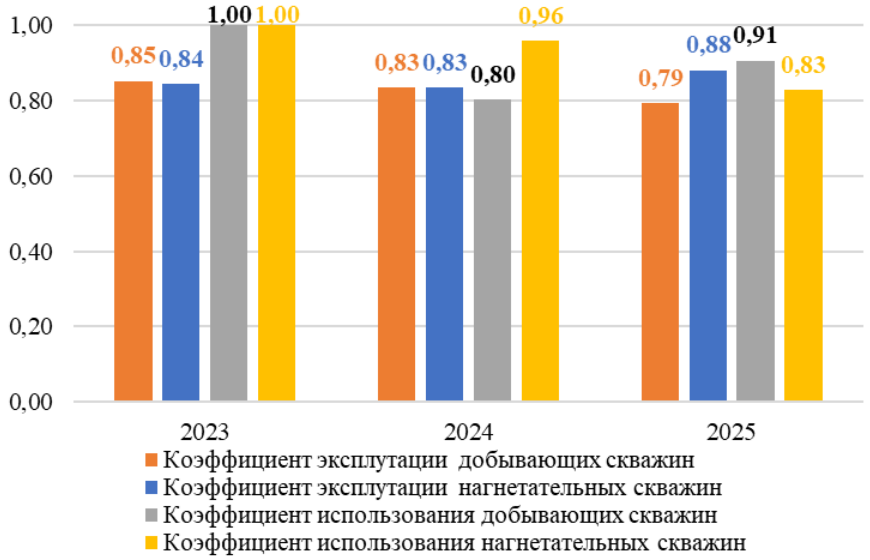


Рисунок 3.2.4 - Динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин в целом по месторождению

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

Промышленная разработка объекта КТ-II началась в 2002г.

Добыча обеспечивается эксплуатационным объектом КТ-II, включающим 4 пласта. На рисунке 3.2.5 представлена динамика основных технологических показателей месторождения с начала разработки. Показатели за анализируемый период представлены более подробно в таблице 3.2.9.

Анализируя весь период разработки месторождения, необходимо отметить, что максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2005г – 1 210,4 тыс.т. Далее следует тенденция снижения годовых отборов нефти, причиной которой является ухудшение энергетического состояния объекта в зоне отбора добывающих скважин.

Резкое снижение добычи нефти в 2008г связана с решением Наблюдательного Совета ТОО «Казахойл Актобе» о временной остановке большинства скважин добывающего фонда в целях проведения в апреле и мае полномасштабных гидродинамических исследований скважин по всей площади месторождения.

По завершению данного мероприятия по некоторым скважинам отмечался рост пластового давления и дебита жидкости, но в большинстве скважин сохранилась прежняя динамика работы, что подтвердило предположение о высокой зональной неоднородности

коллектора, слабой сообщаемости точек стока/истока, так как при проведении данного мероприятия временной остановке подверглись лишь добывающие скважины, тогда как все нагнетательные скважины продолжали работать в прежнем режиме. Также данное мероприятие подтвердило ранние предположения о практическом отсутствии влияния законтурной области.

Как следует из представленных данных, уровень годовой добычи нефти после 2011г постепенно снижается, что связано со спадом среднегодового дебита, количества действующих добывающих скважин, уменьшением коэффициента эксплуатации добывающего фонда. Как видно из графика, уровень обводненности извлекаемой продукции значительно вырос за последние 14 лет, что связано с активным внедрением механизированного способа эксплуатации посредством УЭЦН с целью поддержания темпов добычи жидкости и, в целом, с заводнением коллекторов существующими нагнетательными скважинам.

С 2012г наблюдается существенное увеличение газового фактора в целом по объекту КТ-II. Данное явление вызвано падением забойного давления в добывающих скважинах, а также пластового давления в отдельных дренируемых районах, ниже начального давления насыщения. Преимущественно, увеличение газового фактора наблюдается в северной части южного свода месторождения, где основной объем добычи нефти поступает с пласта КТ-II-II-3, где сосредоточены запасы, отличающиеся наибольшим показателем газонасыщенности, а также в данном районе расположена газовая шапка горизонта КТ-I.

Добыча углеводородов с начала разработки ведется на I объекте (толща КТ-II), в 2025г выполнен перевод на возвратный объект КТ-I.

По **I объекту** на 01.01.2026г отобрано 10 706,4 тыс.т нефти, 17 918,2 тыс.т жидкости и 5 144,267 млн.м^3 газа. Текущий КИН находится на уровне 0,112 д.ед., отбор от начальных извлекаемых и текущих запасов нефти составляет 0,6 и 1,1% соответственно. С начала разработки закачано 22 317,3 тыс.м^3 воды. На дату проекта фонд добывающих скважин составил 61 единицу, эксплуатирующиеся со средним дебитом нефти в 10,7 т/сут. Фонд нагнетательных скважин составил 29 ед., средняя приемистость которых на уровне 84,4 м^3/сут. Текущая и накопленная компенсация отборов составляет 93,8 и 86,5% соответственно.

По **возвратному объекту КТ-I** тремя добывающими скважинами за 2025г отобрано 8,3 тыс.т нефти, 15,7 тыс.т жидкости и 25,200 млн.м^3 газа. Текущий КИН находится на уровне 0,001 д.ед., отбор от начальных извлекаемых и текущих запасов нефти составляет 0,4 %. Среднегодовой дебит нефти добывабщих скважин составил 11.4 т/сут.

В целом по месторождению при фонде добывающих скважин в 64 единицы

накопленная добыча нефти в целом по месторождению составляет 10 714,8 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 17 933,9 тыс.т, накопленная добыча газа – 5 169,467 млн.м^3, накопленная закачка воды – 22 317,3 тыс.м^3. Текущий КИН достиг 0,101 доли ед., при выработанности запасов 38,1%. Темпы отбора от НИЗ и ТИЗ составляют 0,63% и 1,00% соответственно.

В ***2024г*** наблюдается дальнейшее снижение показателей эксплуатации, что обусловлено ухудшением энергетического состояния залежей. Фондом добывающих скважин в 65 единиц, из которых 54 единиц – действующие, за 2024г отобрано 157,0 тыс.т нефти, 636,5 тыс.т жидкости, а также 187,569 млн.м^3 газа. Годовой уровень закачки рабочего агента составляет 683,3 тыс.м^3, что обеспечивает компенсацию отборов в 93,4%. Среднегодовой уровень дебита нефти добывающих скважин снизился на 14%, по сравнению с предыдущим годом и составил 10,4 т/сут. Среднегодовой уровень дебита жидкости снизился на 5 % и составил 42,1 т/сут. При этом среднегодовая обводненность продукции скважин увеличилась с 72,4 в 2023г до 75,3% в 2024г.

За ***2025г*** в целом по месторождению отобрано 175,9 тыс.т нефти, 661,2 тыс.т жидкости, а также 214,513 млн.м^3 газа. Годовой уровень закачки рабочего агента составляет 702,8 тыс.м^3. Среднегодовой уровень дебита нефти добывающих скважин увеличился до 10,8 т/сут. Среднегодовой уровень дебита жидкости снизился до 40,5 т/сут. При этом среднегодовая обводненность продукции скважин снизилась до 73,4%, что связано с вводом скважин из бездействия, а также проведением ОПИ по выравниванию профиля приемистости в 6 нагнетательных скважинах в 2024г и в 6 скважинах в 2025гг (2024г №№213, 211, 52, 207, 115, 204; 2025г №№201, 115, 205, 209, 52, 213). В 2025г выполнен перевод под закачку 3 скважин №№10, 139, 137, из которых 2 скважины введены под закачку. Средняя приемистость составила 84,4 м^3/сут. В 2025г выполнен перевод на вышележащий горизонт 3 скважин №№9, 119, 130.

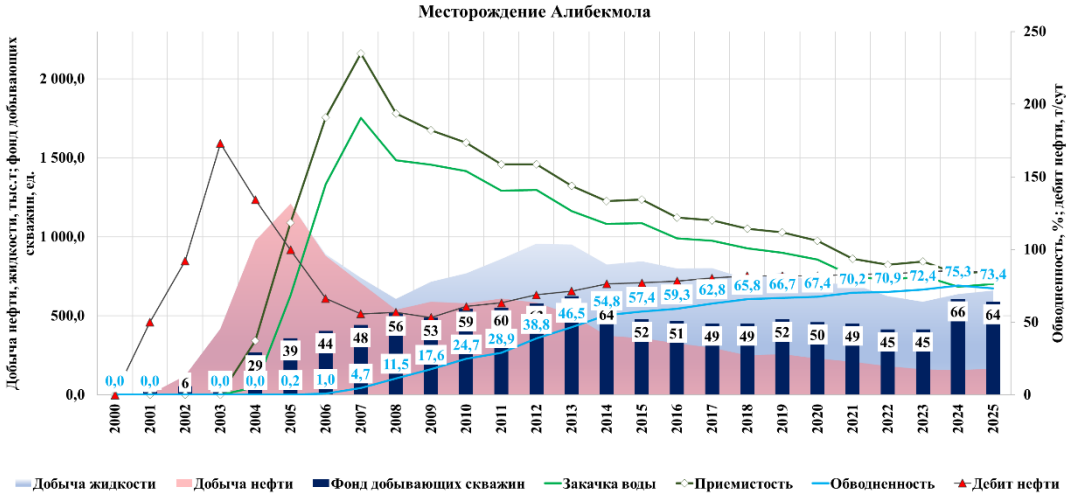


Рисунок 3.2.5 – Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Алибекмола

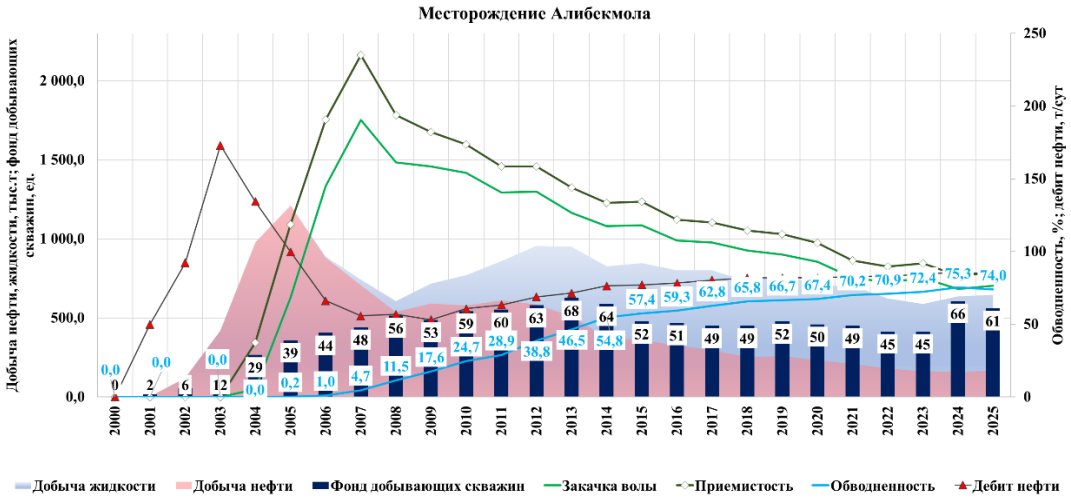


Рисунок 3.2.6 – Динамика основных технологических показателей разработки I основного объекта

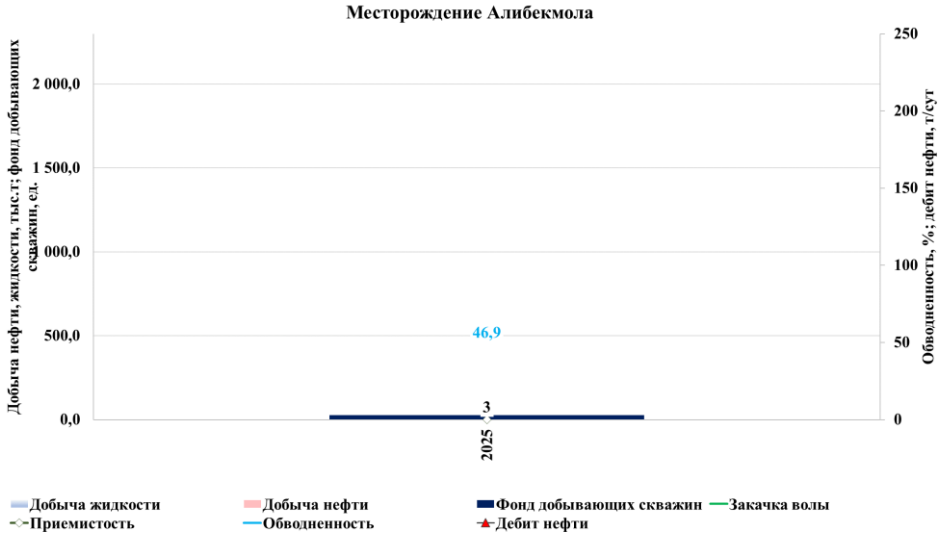


Рисунок 3.2.7 – Динамика основных технологических показателей разработки возвратного объекта КТ- I

Таблица 3.2.9 – Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению за период 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	157,0	175,9
2	*в т.ч.: из новых скважин*	*0,0*	*5,0*
3	*из переходящих скважин*	*157,0*	*170,9*
4	*мехспособом*	*149,6*	*161,0*
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	10 538,9	10 714,8
6	*в т.ч.: мехспособом*	*4473,8*	*4634,8*
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,100	0,101
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,15	0,17
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,56	0,63
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,89	1,00
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	37,5	38,1
12	Добыча газа, млн.м^3	187,569	214,513
13	Накопленная добыча газа, млн.м^3	4 954,954	5 169,467
14	Газовый фактор, м^3/т	1195,0	1219,7
15	Добыча жидкости, тыс.т	636,5	661,2
16	*в т.ч.: из новых скважин*	*0,0*	*10,7*
17	*из переходящих скважин*	*636,5*	*650,4*
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17 272,7	17 933,9
19	Обводненность продукции (по весу), %	75,3	73,4
20	*в т.ч.: новых скважин*	-	53,3
21	*переходящих скважин*	75,3	73,7
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	683,3	702,8
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	21 614,5	22 317,3
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	93,4	91,2
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	86,3	86,4
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	331,2	331,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	2
28	*в т.ч.: из эксплуатационного бурения*	*0*	*2*
29	*переводом из других объектов*	*0*	*0*
30	*из наблюдательного фонда*	*0*	*0*
31	*из консервации*	*0*	*0*
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	3
33	*в т.ч.: ликвидированы*	*0*	*0*
35	*под закачку*	*0*	*3*
36	*в контрольный*	*0*	*0*
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	66	64
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	53	58
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
40	*в т.ч.: из бурения*	*0*	*0*
41	*из добывающего фонда*	*0*	*0*
42	*из прочих категорий*	*0*	*0*
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	2	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	24	29
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	23	24
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	10,4	10,8
47	по жидкости	42,1	40,5
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	21,9
49	по жидкости	-	46,8
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м^3/сут	82,9	84,4
52	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,80	0,91
53	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,83	0,79
54	в т.ч.: новых скважин	1,00	1,00
55	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,83
56	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,83	0,88
57	в т.ч.: новых скважин	-	0,84

Таблица 3.2.10 – Дина мика основных показателей разработки по I объекту за период 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	157,0	167,5
2	*в т.ч.: из новых скважин*	*0,0*	*5,016*
3	*из переходящих скважин*	*157,0*	*162,5*
4	*мехспособом*	*149,6*	*158,0*
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	10 538,9	10 706,4
6	*в т.ч.: мехспособом*	*4473,8*	*4631,8*
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,110	0,112
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,2	0,2
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,6	0,6
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,0	1,1
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	40,4	41,0
12	Добыча газа, млн.м^3	187,569	189,313
13	Накопленная добыча газа, млн.м^3	4 954,954	5 144,267
14	Газовый фактор, м^3/т	1195,0	1130,0
15	Добыча жидкости, тыс.т	636,5	645,5
16	*в т.ч.: из новых скважин*	*0,0*	*10,7*
17	*из переходящих скважин*	*636,5*	*634,7*
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17 272,7	17 918,2
19	Обводненность продукции (по весу), %	75,3	74,0
20	*в т.ч.: новых скважин*	-	53,3
21	*переходящих скважин*	75,3	74,4
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	683,3	702,8
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	21 614,5	22 317,3
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	93,4	93,8
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	86,3	86,5
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	345,6	352,8
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	2
28	*в т.ч.: из эксплуатационного бурения*	*0*	*2*
29	*переводом из других объектов*	*0*	*0*
30	*из наблюдательного фонда*	*0*	*0*
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	6
35	*под закачку*	0	3
36	*в контрольный*	*0*	*0*
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	66	61
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	53	55
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
41	*из добывающего фонда*	*0*	*0*
42	*из прочих категорий*	*0*	*0*
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	2	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	24	29
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	23	24
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	10,4	10,7
47	по жидкости	42,1	41,4
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	21,9
49	по жидкости	-	46,8
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м^3/сут	82,9	84,4
52	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,80	0,90
53	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,83	0,79
54	в т.ч.: новых скважин	1,00	1,00
55	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,96	0,83
56	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,83	0,88
57	в т.ч.: новых скважин	-	0,84

Таблица 3.2.11 – Динамика основных показателей разработки по возвратному объекту КТ-I за 2025гг

№№ п/п	Показатели	Год
		2025
1	Добыча нефти, тыс.т	8,3
2	в т.ч.: из новых скважин	8,3
3	из переходящих скважин	0,0
4	мехспособом	3,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	8,3
6	в т.ч.: мехспособом	3,0
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,001
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,1
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,4
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,4
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	0,4
12	Добыча газа, млн.м3	25,200
13	Накопленная добыча газа, млн.м3	25,200
14	Газовый фактор, м3/т	3023,7
15	Добыча жидкости, тыс.т	15,7
16	в т.ч.: из новых скважин	15,7
17	из переходящих скважин	0,0
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	15,7
19	Обводненность продукции (по весу), %	46,9
20	в т.ч.: новых скважин	46,9
21	переходящих скважин	-
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	0,0
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	3
28	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0
29	переводом из других объектов	3
30	из наблюдательного фонда	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0
33	в т.ч.: ликвидированы	0
34	на другой объект	0
35	под закачку	0
36	в контрольный	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0
41	из добывающего фонда	0
42	из прочих категорий	0
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	11,4
47	по жидкости	21,4
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	11,4
49	по жидкости	21,4
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м3/сут	-
52	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00
53	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,92
54	в т.ч.: новых скважин	1,00
55	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-
56	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-
57	в т.ч.: новых скважин	-

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Основой рационального подхода к разработке месторождения с карбонатным типом коллектора является постоянное совершенствование технологии с созданием системы эффективного заводнения каждой нефтяной залежи и поддержанием оптимальной депрессии на забое скважин с возможно полным охватом сеткой скважин всей площади. Изменение обоснованной проектом технологии и отклонение от рационального подхода в разработке начались с форсированного отбора в 2005-2006г. Это привело к расхождению проектных и фактических показателей разработки, и к неоднократному уточнению значений проектных показателей. Сложное геологическое строение и влияние трещин также усложнили прогноз технологических показателей и оптимальный подход к выбору системы разработки.

На сегодня разработка объекта КТ-II месторождения Алибекмола осуществляется на основании ДПР-2024г [22]. Основные исходные характеристики утвержденного варианта разработки отражены в таблице 4.2.1. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению приведено в таблицах 4.2.3-4.2.4.

В утвержденном втором варианте разработки предлагалось дальнейшее уплотнение сетки скважин, путем ввода из бурения 39 добывающих скважин, включающих 37 вертикальных и 2 горизонтальные скважины.

Таблица 3.2.12 – Исходные характеристики утвержденного варианта разработки по ПР-2021г

Проектные характеристики	Вариант 2		
	I (КТ-II)	**КТ-I**	**МКТ**
Геологические запасы нефти В+C_1/C_2, тыс.т	95 731 / 4 128	9 532	503/531
Схема размещения скважин	Квадратная		
Система воздействия, режим	Площадная пятиточечная		Естественный режим
Расстояние между добывающими скважинами, м	599	979	1097
Фонд проектных скважин, всего	130	17	2
добывающих	96	7	2
нагнетательных	34	10	0
Фонд скважин для бурения, всего	39	-	-
		-	-
Плотность сетки, га/скв.	35,9	95,8	120,3
СКО, доб./наг.	2	-	-
ГРП доб./наг.	9	-	-
Способ эксплуатации добывающих скважин	Фонтанный с переводом на механизированный (УЭЦН)		
Забойное давление добывающих скважин, МПа	Рзаб≥0,5Рнас		
Забойное давление нагнетательн. скважин, МПа	50-56		
Рабочий агент для закачки в пласт	Вода	-	-
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.		-	-
добывающих	0,95	-	-
нагнетательных	0,95	-	-

Таблица 3.2.13 – Сопоставление проектного и фактического ввода скважин в эксплуатацию

Годы	ПД	Проект	Факт-план
		Ввод добывающих скважин из бурения	
1	*2*	*3*	*4*
2008	УТС-2008г	8 ед.	9 ед.
2009		10 ед.	3 ед.
2010		16 ед.	4 ед.
2011		17 ед.	9 ед.
2012		17 ед.	4 ед.
2013		8 ед.	2 ед.
2014	АР – 2014г	0 ед.	0 ед.
2015		0 ед.	0 ед.
2016		0 ед.	0 ед.
2017	АР – 2017г	0 ед.	0 ед.
2018		0 ед.	0 ед.
2019	АР – 2019г	2 ед.	0 ед.
2020		0 ед.	0 ед.
2021	ПР-2021г	0 ед.	0 ед.
2022		0 ед.	0 ед.
2023	АР – 2022г	0 ед.	0 ед.
2024		2 ед.	0 ед.
2025	ДПР – 2024г	2 ед.	2 ед.

Месторождение. В ***2024г*** фактические показатели по добыче нефти, газа и жидкости находятся на уровне проекта, отклонения составляют менее 10%. Фактическая добыча нефти составила 157,0 тыс.т, что на 1,0% отстает от проектного уровня – 158,6 тыс.т. Добыча жидкости отстает от проектного уровня – 646,0 тыс.т на 1,5% и составляет 636,5 тыс.т. В рамках «АР-2022г» предполагался интенсивный рост газового фактора до уровня – 1 270,0 м^3/т, фактическое значение ГФ составило – 1 195,0 м^3/т, в связи с чем наблюдается недостижение проектного уровня по добыче газа на 6,9%. Проектное значение добычи газа составил 201,429 млн.м^3, фактически данный показатель составил – 187,569 млн.м^3. Обводненность скважин находится на уровне проекта и составляет 75,3%, при плане в 75,4%. Показатель среднегодового дебита нефти находится на уровне проекта в 10,5 т/сут и составляет 10,4 т/сут. Фонд добывающих скважин составляет 66 единиц и превышает проектный уровень на 3 единицы. Фонд нагнетательных скважин отстает от проектного на 2 единицы и составляет 24 скважины. Коэффициенты использования и эксплуатации не достигают проектное значение в 0,95 д.ед., ввиду частых простоев на проведение КРС и ПРС и составляют 0,83 д.ед. и 0,80 д.ед. соответственно.

За ***2025г*** фактические показатели по добыче нефти находятся на уровне 175,9 тыс.т, что превышает план в 161,0 тыс.т на 9,2%. Фактическая добыча жидкости составляет 661,2 тыс.т, при плане 622,9 тыс.т, превышение факта над проектом составляет 6,1%. Показатель добычи газа в 214,513 тыс.м^3 превышает проектный уровень в 204,131 тыс.м^3 ввиду пеервыполнения плана по добыче нефти. Газовый фактор на дату отчета составляет 1 219,7 м^3/т, при плане в 1 267,9 м^3/т, что находится на уровне проекта (отклонение – (-3,8%)). Показатель среднегодового дебита нефти находится на уровне 10,8 т/сут, что отстает от

проекта в 11,9 т/сут или на 9,5%. Фонд добывающих скважин составляет 64 единицы, при плане в 59 единиц. Из запланированного объема было выполнено бурение 2 добывающих скважин №№ 343, 345. Фонд нагнетательных скважин находится на уровне проекта и составляет 29 скважин. Коэффициенты использования и эксплуатации не достигают проектное значение в 0,95 д.ед., ввиду частых простоев на проведение КРС и ПРС и составляют 0,91 и 0,79 д.ед. соответственно.

На дату отчета накопленная добыча нефти составляет 10 714,8 тыс.т нефти, что соответствует КИН в 0,101 д.ед. в целом по месторождению.

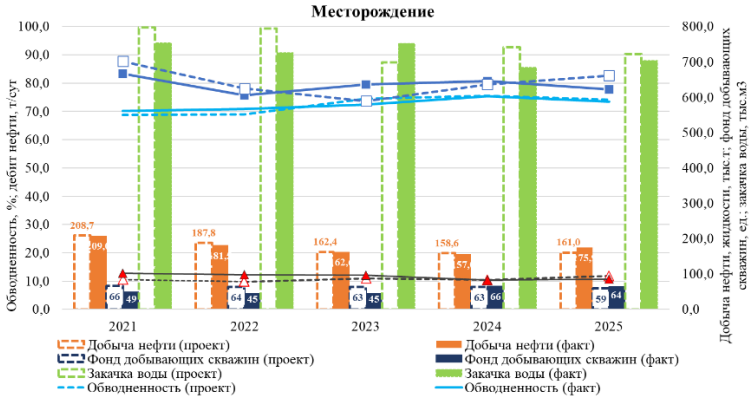


Рисунок 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению

I объект

В ***2024г*** на месторождении эксплуатировались только горизонты основного I объекта, в связи с чем показатели идентичны уровням добычи по месторождению в целом.

В ***2025г*** добыча нефти по объекту составила 167,5 тыс.т, что на 4,1% превышает проектный уровень в 161,0 тыс.т. Фактическая добыча жидкости составляет 645,5 тыс.т при плане в 622,9 тыс.т, что на 3,6% выше проектного уровня. Добыча газа составила 189,313 млн.м^3 при проектном уровне в 204,131 млн.м^3, недостижение фактического уровня связано с отставанием уровней по газовому фактору. Среднесуточный дебит нефти составил 10,7 т/сут при плане в 11,9 т/сут. В 2025г пробурены и введены в эксплуатацию 2 скважины №№343, 345, пусковой дебит которых составил 14,1 т/сут и 24,4 т/сут соответственно. Добыча нефти из новых скважин составила 5,0 тыс.т. Добывающий фонд скважин составляет 61 скважину, что на 2 единицы больше плана. Фонд нагнетательных скважин составил 29 единиц, что соответствует проектному уровню. В 2025г переведены подд нагнетание 3 скважины №№10, 139, 137 из которых скважины №№10, 139 введены под закачку. Закачка воды составила 702,8 тыс.м^3 при плане в 722,8 тыс.м^3, что на 2,7% меньше проектного показателя. Среднесуточная приемистость находится на уровне 84,4 м^3/сут, при плане в 76,0 м^3/сут. Коэффициенты использования и эксплуатации составили 0,83 д.ед. и 0,88 д.ед. соответственно при плане в 0,95 д.ед., в связи с чем и наблюдается недостижение плана по закачке.

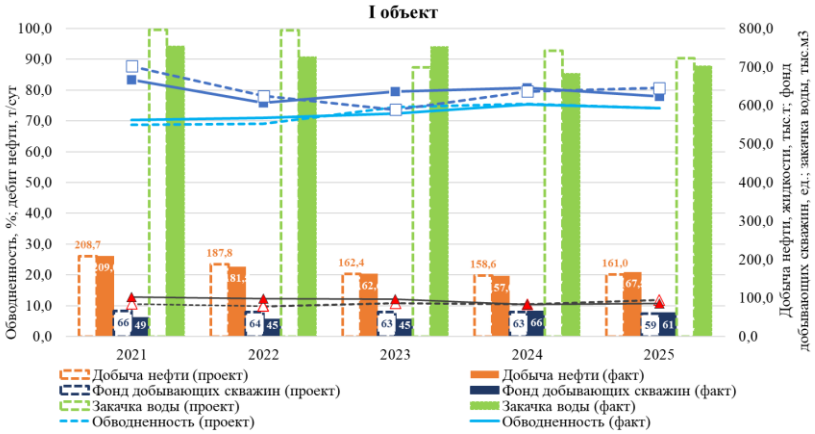


Рисунок 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту

Возвратный объект КТ-I

В 2025г, согласно рекомендациям ОПИ по уточнению добывных возможностей горизонта КТ-I, был выполнен перевод на вышележащий горизонт 3 скважины №№9, 119, 130. Скважина №9 была переведена на основной объект 31.03.2025г, пусковоой дебит скважины составил 0,2 т/сут с обводненностью в 99,2% который вырос до 13,1 т/сут в декабре 2025г, при этом обводненность скважины снизилась до 15,5%. Скважина №130 была переведена на основной объект 29.04.2025г, пусковоой дебит скважины составил 19,9 т/сут при обводненности в 9,9%, динамика эксплуатации характеризуется ростом дебита нефти до 23,9 т/сут в июне 2025г с безводной продукцией. Скважина №119 была переведена на основной объект 21.05.2025г, пусковоой дебит скважины составил 8,5 т/сут, при обводненность 0,2%. Динамика эксплуатации скважины характеризуется дальнейшим снижением с ростом обводненности до 3,2%. Согласно проекту, ввод объекта в разработку был заложен на 2031г.

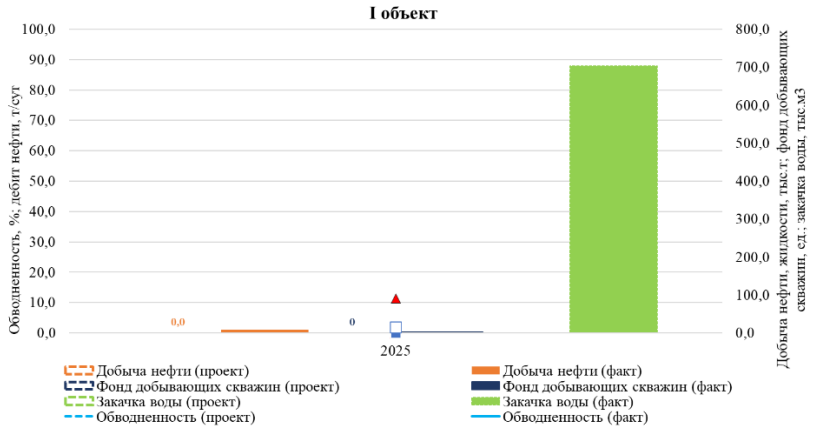


Рисунок 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей по возвратному объекту КТ-I

Таблица 3.2.14 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению за анализируемый период

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		АР-2022		ДПР-2024	
		Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти, тыс.т	158,6	157,0	161,0	175,9
2	*в т.ч.: из новых скважин*	*9,3*	*0,0*	*11,4*	*5,0*
3	*из переходящих скважин*	*149,3*	*157,0*	*149,6*	*170,9*
4	*мехспособом*	*158,6*	*149,6*	*161,0*	*161,0*
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	10 546,3	10 538,9	10 700,8	10 714,8
6	*в т.ч.: мехспособом*	*4473,8*	*4473,8*	*4634,8*	*4634,8*
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,100	0,100	0,101	0,101
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,1	0,1	0,2	0,2
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,6	0,6	0,6	0,6
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,9	0,9	0,9	1,0
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	37,5	37,5	38,1	38,1
12	Добыча газа, млн.м^3	201,429	187,569	204,131	214,513
13	Накопленная добыча газа, млн.м^3	5 005,325	4 954,954	5 162,112	5 169,467
14	Газовый фактор, м^3/т	1270,0	1195,0	1267,9	1219,7
15	Добыча жидкости, тыс.т	646,0	636,5	622,9	661,2
16	*в т.ч.: из новых скважин*	*25,2*	*0,0*	*29,8*	*10,7*
17	*из переходящих скважин*	*620,8*	*636,5*	*593,1*	*650,4*
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17 268,9	17 265,1	17 843,7	17 926,3
19	Обводненность продукции (по весу), %	75,4	75,3	74,2	73,4
20	*в т.ч.: новых скважин*	*63,1*	-	*61,7*	53,3
21	*переходящих скважин*	*76,0*	75,3	*74,8*	73,7
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	742,0	683,3	722,2	702,8
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	21732,8	21 614,5	22337,8	22 317,3
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	100,0	93,4	100,0	91,2
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	86,7	86,3	86,8	86,4
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	331,2	331,2	331,2	331,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	0	2	2
28	*в т.ч.: из эксплуатационного бурения*	*2*	0	*2*	2
29	*переводом из других объектов*	*0*	0	*0*	0
30	*из наблюдательного фонда*	*0*	0	*0*	0
31	*из консервации*	*0*	0	*0*	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	6	3

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		АР-2022		ДПР-2024	
		Проект	Факт	Проект	Факт
33	*в т.ч.: ликвидированы*	*0*	0	*0*	0
34	*на другой объект*	*0*	0	*0*	0
35	*под закачку*	*0*	0	*3*	3
36	*в контрольный*	*0*	0	*3*	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	63	66	59	64
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	63	53	59	58
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	3	0
40	*в т.ч.: из бурения*	*0*	*0*	*0*	0
41	*из добывающего фонда*	*0*	*0*	*3*	0
42	*из прочих категорий*	*0*	*0*	*0*	0
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	2	2	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	26	24	29	29
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	26	23	29	24
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	10,5	10,4	11,9	10,8
47	по жидкости	42,6	42,1	46,0	40,5
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	42,2	-	74,2	21,9
49	по жидкости	114,9	-	194,1	46,8
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, $м^3$/сут	75,9	82,9	76,0	84,4
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,80	0,95	0,91
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,83	0,95	0,79
53	в т.ч.: новых скважин	-	-	-	0,94
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,83
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,83	0,95	0,88
56	в т.ч.: новых скважин	-	-	-	0,84

Таблица 3.2.15 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по основному I объекту за анализируемый период

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		АР-2022		ДПР-2024	
		Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти, тыс.т	158,6	157,0	161,0	167,5
2	*в т.ч.: из новых скважин*	*9,3*	*0,0*	*11,4*	*5,0*
3	*из переходящих скважин*	*149,3*	*157,0*	*149,6*	*162,5*
4	*мехспособом*	*158,6*	*149,6*	*161,0*	*158,0*
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	10 546,3	10 538,9	10 707,3	10 706,4
6	*в т.ч.: мехспособом*	*4473,8*	*4473,8*	*4631,8*	*4631,8*
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,110	0,110	0,112	0,112
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,2	0,2	0,2	0,2
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,6	0,6	0,6	0,6
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,0	1,0	1,0	1,1
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	40,4	40,4	41,0	41,0
12	Добыча газа, млн.м^3	201,429	187,569	204,131	189,313
13	Накопленная добыча газа, млн.м^3	5 005,325	4 954,954	5 209,456	5 144,267
14	Газовый фактор, м^3/т	1270,0	1195,0	1267,9	1130,0
15	Добыча жидкости, тыс.т	646,0	636,5	622,9	645,5
16	*в т.ч.: из новых скважин*	*25,2*	*0,0*	*29,8*	*10,7*
17	*из переходящих скважин*	*620,8*	*636,5*	*593,1*	*634,7*
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17 268,9	17 265,1	17 891,8	17 910,6
19	Обводненность продукции (по весу), %	75,4	75,3	74,2	74,0
20	*в т.ч.: новых скважин*	*63,1*	-	*61,7*	53,3
21	*переходящих скважин*	*76,0*	75,3	*74,8*	74,4
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	742,0	683,3	722,2	702,8
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	21732,8	21 614,5	22455,0	22 317,3
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	100,0	93,4	100,0	93,8
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	86,7	86,3	87,1	86,5
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	331,2	331,2	331,2	331,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	0	2	2
28	*в т.ч.: из эксплуатационного бурения*	*2*	0	*2*	2
29	*переводом из других объектов*	*0*	0	*0*	0
30	*из наблюдательного фонда*	*0*	0	*0*	0
31	*из консервации*	*0*	0	*0*	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	6	6

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		АР-2022		ДПР-2024	
		Проект	Факт	Проект	Факт
33	*в т.ч.: ликвидированы*	*0*	0	*0*	0
34	*на другой объект*	*0*	0	*0*	3
35	*под закачку*	*0*	0	*3*	3
36	*в контрольный*	*0*	0	*3*	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	63	66	59	61
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	63	53	59	55
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	3	0
40	*в т.ч.: из бурения*	*0*	*0*	*0*	*0*
41	*из добывающего фонда*	*0*	*0*	*3*	*0*
42	*из прочих категорий*	*0*	*0*	*0*	*0*
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	2	2	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	26	24	29	29
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	26	23	29	24
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	10,5	10,4	11,9	10,7
47	по жидкости	42,6	42,1	46,0	41,4
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	42,2	-	74,2	21,9
49	по жидкости	114,9	-	194,1	46,8
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, $м^3$/сут	75,9	82,9	76,0	84,4
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,80	0,95	0,90
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,83	0,95	0,79
53	в т.ч.: новых скважин	-	-	-	0,94
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,83
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,83	0,95	0,88
56	в т.ч.: новых скважин	-	-	-	0,84

Таблица 3.2.16 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по основному возвратному объекту КТ-I за анализируемый период

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2025	
		ДПР-2024	
		Проект	Факт
1	Добыча нефти, тыс.т	161,0	8,3
2	*в т.ч.: из новых скважин*	*11,4*	*8,3*
3	*из переходящих скважин*	*149,6*	*0,0*
4	*мехспособом*	*161,0*	*3,0*
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	10 707,3	9 837,2
6	*в т.ч.: мехспособом*	*3798,7*	*3798,7*
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,112	0,103
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,2	0,0
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,6	0,0
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,0	0,1
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	37,7	37,7
12	Добыча газа, млн.м^3	204,131	25,200
13	Накопленная добыча газа, млн.м^3	5 209,456	4 186,074
14	Газовый фактор, м^3/т	1267,9	3023,7
15	Добыча жидкости, тыс.т	622,9	15,7
16	*в т.ч.: из новых скважин*	*29,8*	*15,7*
17	*из переходящих скважин*	*593,1*	*0,0*
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17 891,8	14 729,0
19	Обводненность продукции (по весу), %	74,2	46,9
20	*в т.ч.: новых скважин*	*61,7*	46,9
21	*переходящих скважин*	*74,8*	-
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	722,2	702,8
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	22455,0	22 317,3
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	100,0	3233,6
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	87,1	101,1
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	331,2	331,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	5	3
28	*в т.ч.: из эксплуатационного бурения*	*2*	0
29	*переводом из других объектов*	*0*	3
30	*из наблюдательного фонда*	*3*	0
31	*из консервации*	*0*	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	0

№№ п/п	Показатели	Годы 2025 ДПР-2024	
		Проект	**Факт**
33	*в т.ч.: ликвидированы*	*0*	0
34	*на другой объект*	*0*	0
35	*под закачку*	*3*	0
36	*в контрольный*	*0*	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	67	3
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	59	3
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	3	0
40	*в т.ч.: из бурения*	*0*	*0*
41	*из добывающего фонда*	*3*	*0*
42	*из прочих категорий*	*0*	*0*
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	2	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	29	0
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	29	0
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	11,9	11,4
47	по жидкости	46,0	21,4
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	74,2	11,4
49	по жидкости	194,1	21,4
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, $м^3$/сут		-
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,92
53	в т.ч.: новых скважин	-	0,92
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	-
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	-
56	в т.ч.: новых скважин	-	-

Характеристика закачки воды

Реализация системы заводнения объекта I (толща КТ-II) месторождения Алибекмола осуществляется с июня 2004г.

На дату составления настоящего отчета, накопленная закачка воды составляет 22 317,3 тыс.м^3, что соответствует уровню накопленной компенсации отборов жидкости I объекта в 86,5%.

На дату составления отчета в нагнетательном фонде числится 29 скважин, из них 24 действующие. Скважина №200, №207, 129 находятся в фонде бездействующих скважин по причине низкой приемистости. Скважина №137 одидает обустройства, скважина №215 была остановлена ввиду неэффективности закачки.

Как видно из таблицы 3.2.12 на дату отчета 5 действующих нагнетательных скважин работает с приемистостью менее 50 м^3/сут, 16 нагнетательных скважин работают с приемистостью от 50 до 100 м^3/сут, 1 скважина с приемистостью 100-200 м^3/сут, 2 скважины с приемистостью от 200 до 300 м^3/сут.

Таблица 3.2.17 – Распределение нагнетательного фонда по приемистости скважин

Действующий фонд нагнетательных скважжн	Средняя приемистость скважин, м^3/сут	Диапазон приемистости, м3/сут									
		W≤50		**50<W≤100**		**100<W≤200**		**200<W≤300**		**300<W**	
		Кол-во	**%**	**Кол-во**	**%**	**Кол-во**	**%**	**Кол-во**	**%**	**Кол-во**	
		01.12.2023г									
24	91,6	6	25,0	12	50,0	4	16,7	2	8,3	0	0,0
		01.12.2024г									
24	85,2	6	25,0	16	66,7	1	4,2	0	0,0	2	8,3
		01.12.2025г									
24	78,7	5	20,8	16	66,7	1	4,2	2	8,3	0	0,0

Величина давления на устье нагнетательных скважин варьирует в диапазоне 11,8-24,1 МПа, за исключением скважины №№143, в котором давление составило 4,8 МПа. По причине перевода скажины под нагнетание в середине декабре 2023г. Забойные давления нагнетательных скважин, в зависимости от глубины залегания пласта, изменяются в диапазоне от 41,1 до 56,9 МПа.

С начала организации закачки практически по всем нагнетательным скважинам отмечается постепенное снижение приемистости. Приемистость нагнетательных скважин, также, как и дебиты скважин по нефти, обусловлена геологическими условиями залегания скважин, ФЕС и степенью зональной и слоистой неоднородностей продуктивного горизонта, а также качеством закачиваемого рабочего агента, временем эксплуатации и технологическими режимами работы скважин. Основной причиной снижения приемистости нагнетательных скважин, несомненно, является низкая проницаемость коллекторов продуктивного горизонта. При дальнейшей разработке месторождения

следует продолжать поддерживать утвержденный проектный уровень, текущий компенсации отборов закачкой на уровне 100%.

Наибольшим уровнем приемистости обладают скважины, расположенные в западной части Южного свода №№206, 55. На скважины Южного свода №№55, 206 переведенные под нагнетание в 2005-2006гг приходится наибольшее количество закачанной воды. №55 – 3 460,1 тыс.м^3 (15,5% от накопленной закачки месторождения), № 206 – 2 399,0 тыс.м^3 (10,7% от накопленной закачки месторождения).

Суммарное время работы нагнетательных скважин с начала нагнетания составляет 141 908,5 суток. В скважине №55 за сравнительно одинаковое время работы относительно других скважин объемы закачки воды значительно выше, что говорит о высокой приемистости данной скважины. Большие объемы суммарной закачки воды приходятся на скважины №№211, 210, 213, которые относительно длительное время находятся под нагнетанием. Скважины №№327, 324, 316, 307, 215, 108, 64, 54, 53, как видно из графика, характеризуются низкими значениями суммарной закачки воды и, соответственно, приемистости. За последние 2025г под нагнетание были переведены 2 скважины № 10, 139.

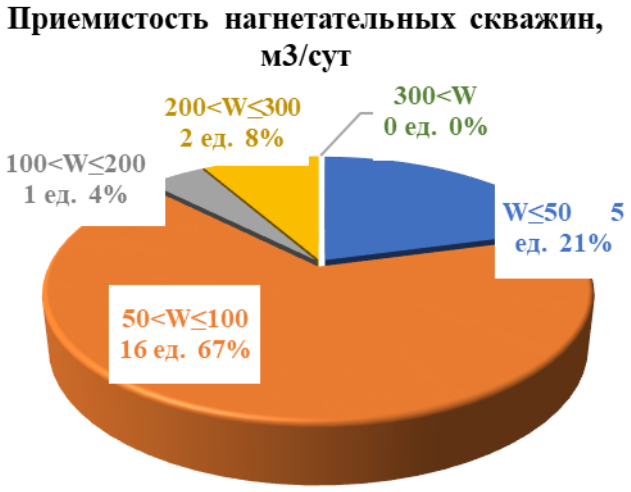


Рисунок 3.2.11 – Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости

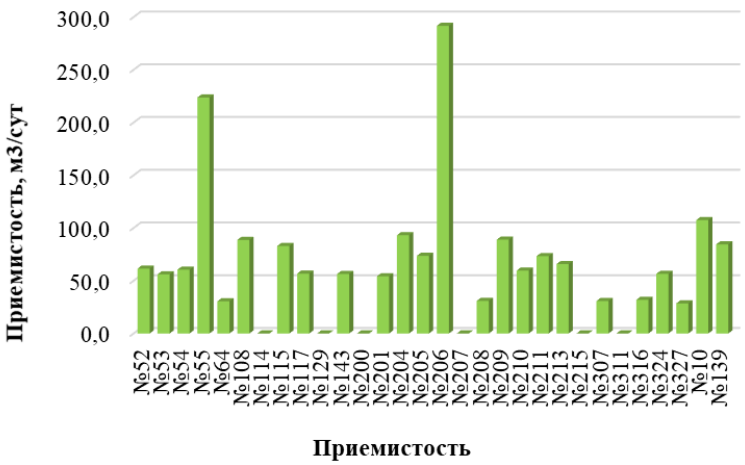


Рисунок 3.2.12 – Текущая приемистость нагнетательных скважин

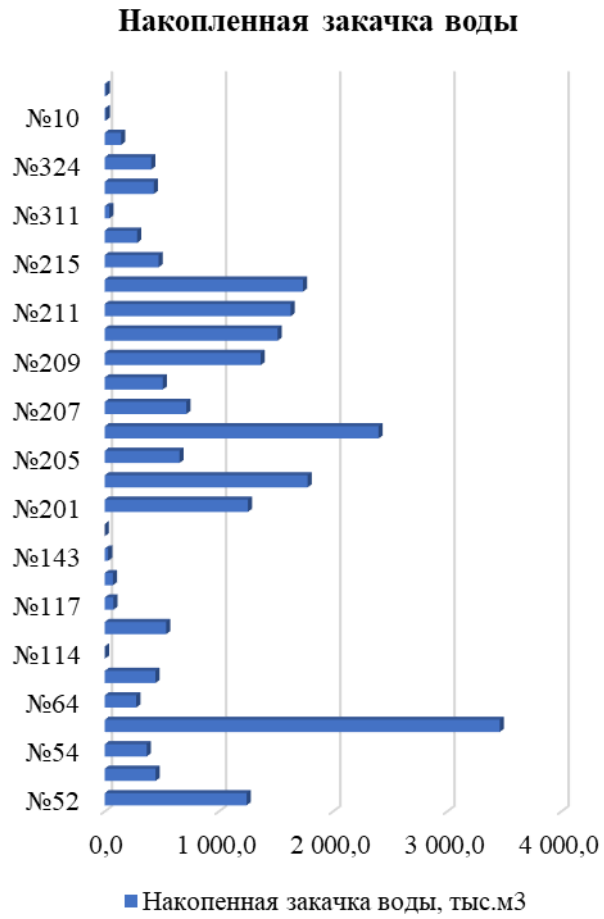


Рисунок 3.2.13 – Накопленная закачка по нагнетательным скважинам

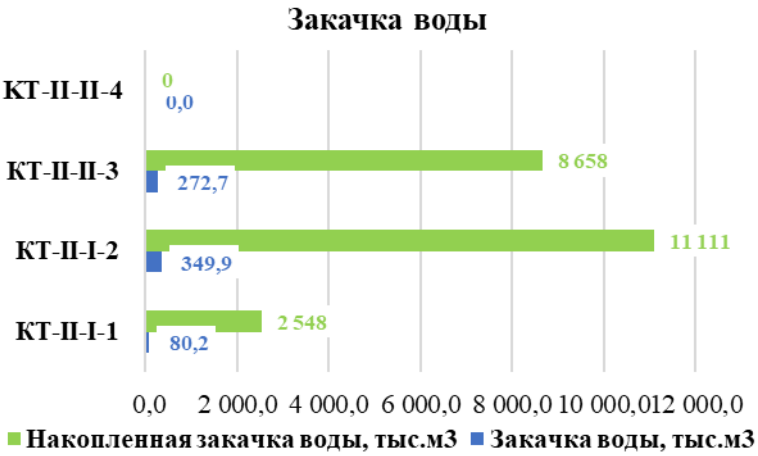


Рисунок 3.2.14 – Текущая и накопленная закачка воды по пластам

Согласно результатам PLT по определению профиля приемистости нагнетательных скважин 51,2% закачанной воды приходится на пласт КТ-II-I-2, 37,7% - на пласт КТ-II-II-3. Текущая добыча нефти преимущественно поступает с пласта КТ-II-II-2. Пласт КТ-II-II-4 не участвует в текущей разработке, также в данный пласт не поступает закачанная вода.

Наибольший уровень накопленной закачки воды – 11 111 тыс.м^3 приходится на пласт КТ-II-I-2, накопленная закачка пласта КТ-II-II-3 составляет 8 658 тыс.м^3, пласта КТ-II-I-1 – 2 548 тыс.м^3.

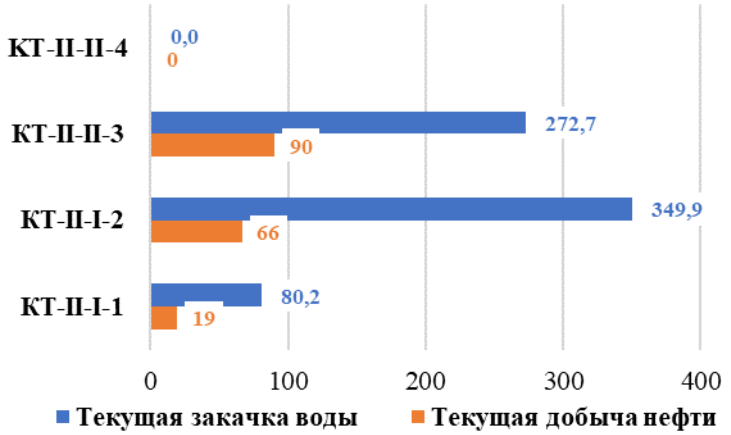


Рисунок 3.2.15 – Распределение текущей добычи нефти и закачки воды по пластам

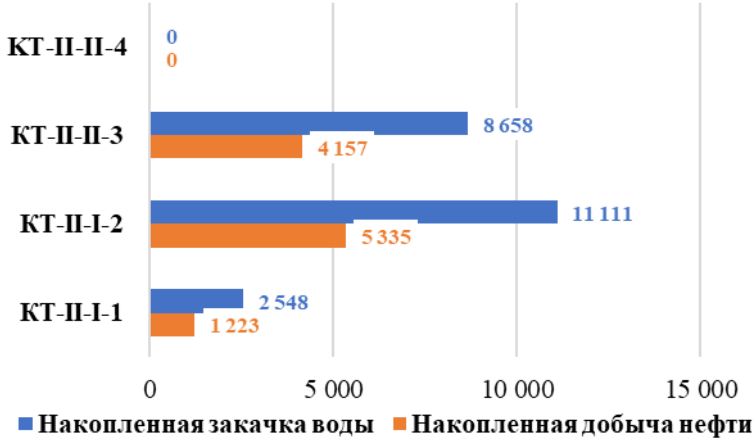


Рисунок 3.2.16 – Распределение накопленной добычи нефти и закачки воды по пластам

За анализируемый период 2023-2025г проведено 33 исследования ГИС-к на определение профиля поглощения по 15 скважинам (№№52, 54, 53, 64, 115, 205, 208, 211, 213, 316, 209, 201, 117)

Нагнетательная скважина А52

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2024г. По результатам исследований за 2024г в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС от 02-03.05.2024г, отмечаем недоход скважинных приборов до заявленного забоя скважины, т.е. скважинные приборы не охватили полностью интервалы перфорации 3466.0-3473.0м, 3476.0-3480.0м, 3486.0-3490.0м и 3494.0-3496.0и и остановился на глубине 3470.0м, из-за чего потеряна информация о герметичности забоя и нарушений колонны ниже перфорированных интервалов. Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 123.5м, из них работающая мощность 85.0м. Кохв=68.83%.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС от 29-30.10.2024г, отмечается недоход скважинных приборов до заявленного забоя скважины, т.е. скважинные

приборы не охватили полностью интервалы перфорации 3466.0-3473.0м, 3476.0-3480.0м, 3486.0-3490.0м и 3494.0-3496.0и и остановился на глубине 3470.4м, из-за чего потеряна информация о герметичности забоя и нарушений колонны ниже перфорированных интервалов. Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 123.5м, из них работающая мощность 93.50м. Кохв=75.71%.

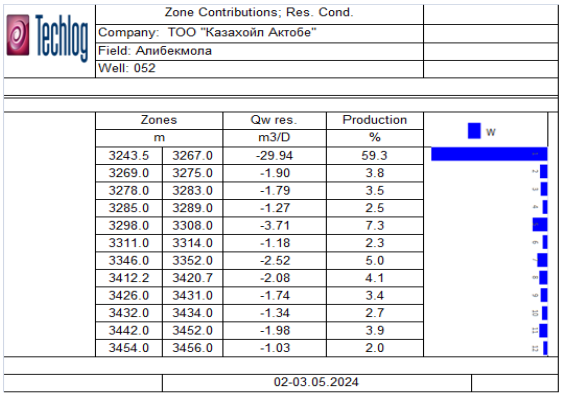
В таблицах 3.3.2-3.3.3 и на рисунках 3.3.6-3.3.7 приведены результаты ГИС-к в скважине №52.

Таблица 3.2.18 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А52 от 02-03.05.2024г

Работающие интервалы		**Общая приемистость по интерв.в % от общего**	**Поглощение на поверхности**	Характер притока
Кровля	**Подошва**		**вода**	
м	**м**		**м³/сут**	
3243,5	3267,0	-29,9	59,31	интенсивный
3269,0	3275,0	-1,9	3,76	слабый
3278,0	3283,0	-1,8	3,55	слабый
3285,0	3289,0	-1,3	2,52	слабый
3298,0	3308,0	-3,7	7,35	слабый
3311,0	3314,0	-1,2	2,34	слабый
3346,0	3352,0	-2,5	4,99	слабый
3412,2	3420,7	-2,1	4,12	слабый
3426,0	3431,0	-1,7	3,45	слабый
3432,0	3434,0	-1,3	2,65	слабый
3442,0	3452,0	-2,0	3,92	слабый
3454,0	3456,0	-1,0	2,04	слабый

Таблица 3.2.19 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А52 от 29-30.10.2024г

Работающие интервалы		**Общая приемистость по интерв.в % от общего**	**Поглощение на поверхности**	**Характер притока**
Кровля	**Подошва**		**вода**	
м	**м**		**м³/сут**	
3243,5	3267,0	-27,15	56,46	интенсивный
3269,0	3275,0	-1,73	3,60	слабый
3278,0	3283,0	-1,62	3,37	слабый
3285,0	3289,0	-1,54	3,20	слабый
3298,0	3308,0	-3,58	7,44	слабый
3346,0	3352,0	-1,76	3,66	слабый
3365,0	3368,0	-0,83	1,73	слабый
3391,0	3395,0	-1,37	2,85	слабый
3397,0	3400,0	-2,39	4,97	слабый
3412,0	3421,0	-1,43	2,97	слабый
3426,0	3431,0	-1,58	3,29	слабый
3432,0	3435,0	-0,90	1,87	слабый
3442,0	3452,0	-1,68	3,49	слабый
3454,0	3456,0	-0,53	1,10	слабый

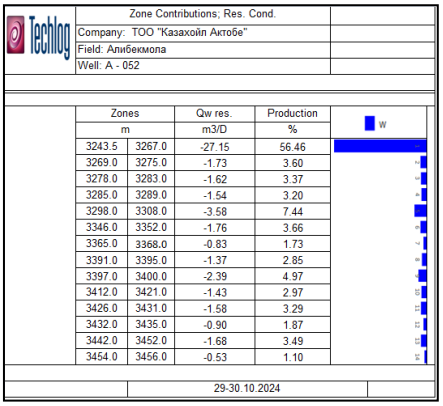


Techlog | Zone Contributions; Res. Cond.
Company: ТОО "Казахойл Актобе"
Field: Алибекмола
Well: 052

Zones m		Qw res. m3/D	Production %
3243.5	3267.0	-29.94	59.3
3269.0	3275.0	-1.90	3.8
3278.0	3283.0	-1.79	3.5
3285.0	3289.0	-1.27	2.5
3298.0	3308.0	-3.71	7.3
3311.0	3314.0	-1.18	2.3
3346.0	3352.0	-2.52	5.0
3412.2	3420.7	-2.08	4.1
3426.0	3431.0	-1.74	3.4
3432.0	3434.0	-1.34	2.7
3442.0	3452.0	-1.98	3.9
3454.0	3456.0	-1.03	2.0

02-03.05.2024

Рисунок 3.2.17 – Результаты PLT в скважине №52 02-03.05.2024г



Techlog | Zone Contributions; Res. Cond.
Company: ТОО "Казахойл Актобе"
Field: Алибекмола
Well: А - 052

Zones m		Qw res. m3/D	Production %
3243.5	3267.0	-27.15	56.46
3269.0	3275.0	-1.73	3.60
3278.0	3283.0	-1.62	3.37
3285.0	3289.0	-1.54	3.20
3298.0	3308.0	-3.58	7.44
3346.0	3352.0	-1.76	3.66
3365.0	3368.0	-0.83	1.73
3391.0	3395.0	-1.37	2.85
3397.0	3400.0	-2.39	4.97
3412.0	3421.0	-1.43	2.97
3426.0	3431.0	-1.58	3.29
3432.0	3435.0	-0.90	1.87
3442.0	3452.0	-1.68	3.49
3454.0	3456.0	-0.53	1.10

29-30.10.2024

Рисунок 3.2.18 – Результаты PLT в скважине №52 29-30.10.2024г

Нагнетательная скважина А53

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2023г-2024гг. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС от 18.10.2023г, Интервалы перфорации 3168.0-3175.0м, 3189.0-3200.0м, 3202.0-3207.0м, 3311.0-3318.0м,3327.0-3331.0м, 3338.0-3352.0м, 3362.0-3376.0м на приемистость не работают. Интервалы перфорации № 14, 15, 16, 17 (3382.0-3386.0м, 3398.0-3406.0м, 3422.0-3428.0м, 3430.0-3438.0м) исследованиями не охвачены. Из 125.0 м общей мощности перфорации принимают 37.0м, из 13 исследованных интервалов ПВР принимают 6. К ох. составил 29.6 %.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС 10-11.05.2024г, отмечается недоход скважинных приборов до заявленного забоя скважины, т.е. скважинные приборы не охватили полностью интервалы перфорации 3382.0-3386.0м, 3398.0-3406.0м, 3422.0-3428.0м и 3430.0-3438.0и и остановился на глубине 3368.2м, из-за чего потеряна информация о подошвенной части интервала перфорации 3362.0-3372.0м, а также о герметичности забоя и нарушений колонны ниже перфорированных интервалов. Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 125.0м, из них работающая мощность 33.0м. Кохв=26.4%.

В таблицах 3.3.4-3.3.5 и на рисунках 3.3.8-3.3.9 приведены результаты ГИС-к в скважине №53.

Таблица 3.2.20 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А53 от 18.10.2023г

Работающие интервалы		Общее поглощение	Общее поглощение по интерв.в % от дебита скв.	Хар-ер поглощения
Кровля	Подошва			
м	м	м³/сут		
3130,0	3133,0	-31,28	43,45	интенсивный
3139,0	3151,0	-40,72	56,55	основной

Таблица 3.2.21 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №53 10-11.05.2024г

Работающие интервалы		Поглощение на поверхности	

Кровля	Подошва	Общая приемистость по интерв.в % от общего	вода	Характер притока
м	м		м^3/сут	
3130,0	3133,0	-5,37	10,75	слабый
3139,0	3151,0	-38,36	76,81	интенсивный
3327,0	3331,0	-1,19	2,38	слабый
3338,0	3352,0	-5,02	10,05	слабый

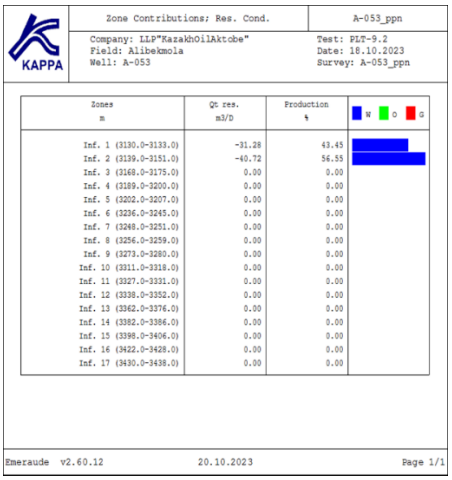


Рисунок 3.2.19 – Результаты PLT в скважине №53 18.10.2023г

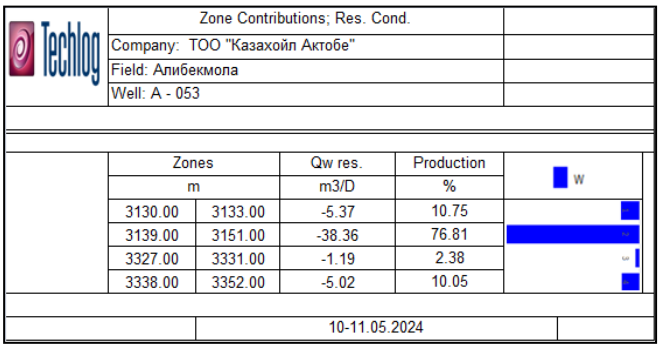


Рисунок 3.2.20 – Результаты PLT в скважине №53 10-11.05.2024г

Нагнетательная скважина А54

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2023г-2024гг. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

Интервалы 2878.0-2884.0м, 3019.5-3021.0м, 3063.0-3066.0м, 3076.5-3080.0м,3084.0-3087.0м, 3147.0-3151.0м, 3160.0-3163.0м, 3167.0-3171.0м, 3180.0-3187.0м, 3200.0-3204.0м, 3226.4-3227.8м, 3233.0-3235.0м, 3243.0-3251.0м, 3331.0-3339.0м, 3341.0-3343.0м на приемистость не работают. Из 25 интервалов перфорации принимают 8. Основной интервал поглощения жидкости - 3262.0-3268.0м (28.96%). Из 126.4 м общей мощности перфорированных интервалов принимает 37.0 м. К ох. составил 29.27 %.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС 30-31.05.2024г, отмечается недоход скважинных приборов до заявленного забоя скважины, т.е. скважинные приборы не охватили полностью интервалы перфорации 3331.0-3339.0м, 3341.0-3343.0м, 3362.0-3368.0м и 3372.0-3376.0и и остановился на глубине 3335.0м, из-за чего потеряна информация о герметичности забоя и нарушений колонны ниже перфорированных интервалов. Основной интервал поглощения воды 3262.0-3268.0м (25.21%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 126.4м, из них работающая мощность 56.60м. Кохв = 44.78%. В таблицах 3.3.6-3.3.7 и на рисунках 3.3.10-3.3.11 приведены результаты ГИС-к в скважине №54.

Таблица 3.2.22 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А54 от 07.10.2023г

Работающие интервалы м	Общ.поглощение $м^3$/сут	Общее поглощение по интерв.в % от дебита скв.	Хар-ер поглощения
3262.0-3268.0	-20,6	28,96	основной
3295.0-3330.0	-15,2	21,33	интенсивный
3320.0-3324.0	-12,85	18,03	интенсивный

Таблица 3.2.23 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №54 30-31.05.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		$м^3$/сут	
2999,0	3003,0	6,01	-4,13	слабый
3033,0	3037,0	10,40	-7,15	слабый
3084,0	3087,0	7,90	-5,43	слабый
3160,0	3163,0	4,04	-2,78	слабый
3210,2	3216,0	11,64	-8,00	слабый
3262,0	3268,0	25,21	-17,33	интенсивный
3280,4	3305,2	14,93	-10,26	слабый
3320,0	3326,0	19,87	-13,66	слабый

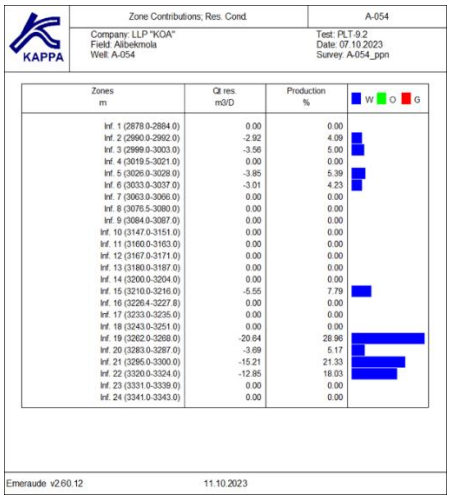


Рисунок 3.2.21 – Результаты PLT в скважине №54 07.10.2023г

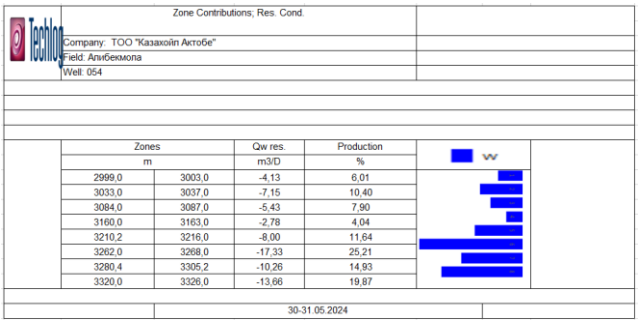


Рисунок 3.2.22 – Результаты PLT в скважине №54 30-31.05.2024г

Нагнетательная скважина А64

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2023г-2024гг. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

Согласно исследованию ГИС-к от 06.09.2023г при нагнетании в скважину интервалы перфорации: 3270.0-3275.0м, 3396.0-3402.0м, 3405.5-3407.5м, 3420.5-3422.5м, 3425.5-3429.5м не принимают. Основной интервал поглощения - 3466.0-3468.0 м (78.57%). Из 57.0м общей мощности перфорации принимает 19.5м. К ох. составил 34.21%.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС 14-15.09.2024г, отмечаем, что записи кривых разноскоростной расходометрии ниже глубины 3466.0м не информативны. Из-за чего невозможно оценить участие в доле дебита интервала приемистости 3466.0-3470.0м и перфорированного интервала 3474.0-3482.0м.

По данным разноскоростной расходометрии в пределах перфорированных интервалов 3396.0-3402.0м, 3405.5-3407.5м, 3420.5-3422.5м, 3425.5-3429.5м, 3455.5-3460.0м, интервалов приемистости не отмечается, возможно они настолько слабые и маломощные, что не фиксируются при работе приборов, что может быть обусловлено дебитом меньше 5м3/сут, что является порогом чувствительности расходомера.

Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 57.0м, из них работающая мощность 30.5м. Кохв=53.51%.

В таблицах 3.3.8-3.3.9 и на рисунках 3.3.12-3.3.12 приведены результаты ГИС-к в скважине №64.

Таблица 3.2.24 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А64 от 06.09.2023г

Работающие интервалы		Мощность	Кох	Общее поглощение	Общее поглощение по интерв.в % от дебита скв.
Кровля	Подошва				
м	м	м	%	м³/сут	
3241,0	3244,0	3,0	100,0	-1,84	3,3
3249,0	3253,0	4,0	100,0	-2,85	5,11
3259,5	3264,0	4,5	100,0	-4,32	7,74
3444,0	3452,0	8,0	57,1	-2,95	5,28
3466,0	3468,0	2,0		-43,87	78,57
		19,5	34,21	-55,83	100,0

Таблица 3.2.25 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №64 14-15.09.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м³/сут	
3241,00	3244,00	6,9	-1,23	слабый
3249,00	3253,00	19,1	-3,42	слабый
3259,50	3264,00	26,5	-4,74	слабый
3270,00	3275,00	19,8	-3,55	слабый
3438,00	3452,00	27,7	-4,95	слабый

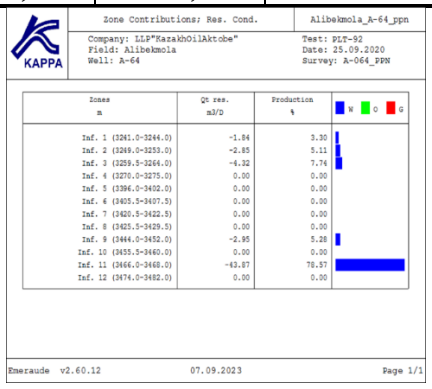


Рисунок 3.2.23 – Результаты PLT в скважине №64 06.09.2023г

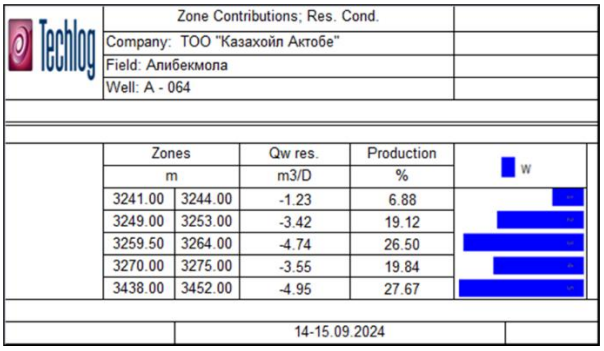


Рисунок 3.2.24 – Результаты PLT в скважине №64 14-15.09.2024г

Нагнетательная скважина А115

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2024г. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

Согласно исследованию ГИС-к от 05.05.2024г, по данным разноскоростной расходометрии в пределах перфорированных интервалов 3090.0-3094.5м, 3109.0-3115.0м,

3120.0-3124.0м, 3126.0-3132.5м, 3134.0-3136.5м, 3141.0-3144.0м, 3145.5-3148.0м, 3151.5-3154.0м, 3161.0-3167.5м, 3171.5-3175.0м, 3265.5-3270.0м, 3283.0-3286.0м, 3300.0-3302.0м, 3307.0-3317.0м, 3320.0-3322.0м, 3325.5-3327.0м, 3360.0-3369.0м, 3370.0-3377.0м, 3391.0-3396.5м, 3402.0-3407.0м, 3411.0-3413.0м, 3425.5-3427.5м, 3432.5-3435.0м, 3441.5-3444.5м интервалов приемистости не отмечается, возможно они настолько слабые и маломощные, что не фиксируются при работе приборов, что может быть обусловлено дебитом меньше 5м3/сут, что является порогом чувствительности расходомера. Основной интервал поглощения воды 3332.5-3339.5м (74.56%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 120.5м, из них работающая мощность 20.0м. Кохв = 16.60%.

Согласно исследованию ГИС-к от 26-27.10.2024г, по данным разноскоростной расходометрии в пределах перфорированных интервалов 3090.0-3094.5м, 3109.0-3115.0м, 3126.0-3132.5м, 3141.0-3144.0м, 3145.5-3148.0м, 3151.5-3154.0м, 3161.0-3167.5м, 3171.5-3175.0м, 3265.5-3270.0м, 3300.0-3302.0м, 3307.0-3317.0м, 3320.0-3322.0м, 3325.5-3327.0м, 3360.0-3369.0м, 3370.0-3377.0м, 3391.0-3396.5м, 3402.0-3407.0м, 3411.0-3413.0м, 3425.5-3427.5м, 3432.5-3435.0м, 3441.5-3444.5м интервалов приемистости не отмечается, возможно они настолько слабые и маломощные, что не фиксируются при работе приборов, что может быть обусловлено дебитом меньше 5м3/сут, что является порогом чувствительности расходомера. Основной интервал поглощения воды 3332.5-3338.2м (66.72%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 120.5м, из них работающая мощность 20.0м. Кохв = 16.60%.

В таблицах 3.3.10-3.3.11 и на рисунках 3.3.14-3.3.15 приведены результаты ГИС-к в скважине №115.

Таблица 3.2.26 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А115 от 05.05.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м^3/сут	
3293,0	3298,0	5,71	-6,85	слабый
3332,5	3339,5	74,56	-89,37	интенсивный
3341,0	3345,5	10,27	-12,31	слабый
3352,0	3355,5	9,46	-11,34	слабый

Таблица 3.2.27 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №115 26-27.10.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м^3/сут	
3120,0	3124,0	10,50	-15,57	слабый
3134,0	3136,5	3,49	-5,17	слабый
3283,0	3286,0	3,05	-4,52	слабый
3293,0	3298,0	5,36	-7,95	слабый
3332,5	3338,2	66,72	-98,94	интенсивный
3341,0	3345,5	5,17	-7,67	слабый
3352,0	3355,5	5,71	-8,47	слабый

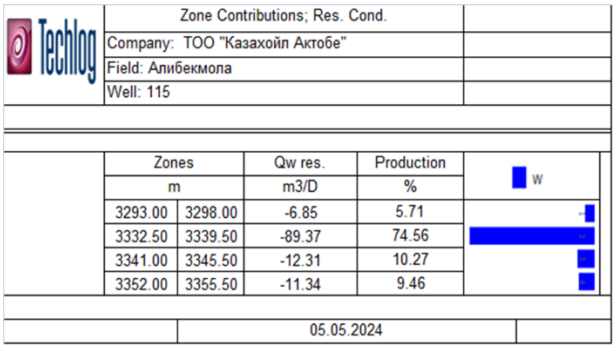


Рисунок 3.2.25 – Результаты PLT в скважине №115 05.05.2024г

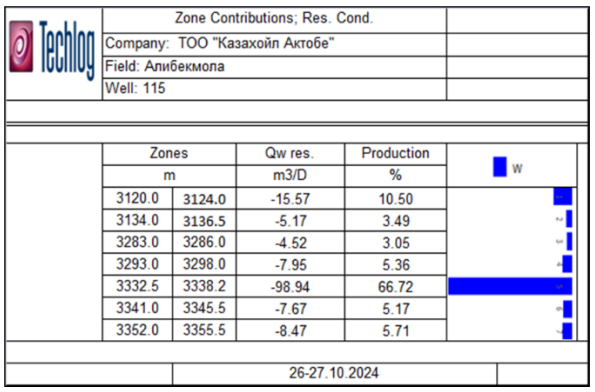


Рисунок 3.2.26 – Результаты PLT в скважине №115 26-27.10.2024г

Нагнетательная скважина А129

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2023г-2024г. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

Согласно исследованию ГИС-к от 24.07.2023г интервал перфорации 3408.0-3418.5м частично перекрыт НКТ. Из 6 интервалов перфорации принимают 2. Интервалы перфорации № 2,3,4,6 не принимают. Основной интервал поглощения жидкости - 3414.0-3416.6м. Из 35.0 м общей мощности перфорированных интервалов принимают 8.6м. К ох. составил 24.57 %.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС 19-20.05.2024г, отмечается недоход скважинных приборов до заявленного забоя скважины, т.е. скважинные приборы не охватили полностью интервалы перфорации 3502.0-3513.0м, 3516.5-3519.0м и остановился на глубине 3505.6м, из-за чего потеряна информация о герметичности забоя и нарушений колонны ниже перфорированных интервалов. Основной интервал поглощения воды 3414.6-3418.5м (100%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 35.0м, из них работающая мощность 3.9м. Кохв = 11.14%.

В таблицах 3.3.12-3.3.13 и на рисунках 3.3.16-3.3.17 приведены результаты ГИС-к в скважине №129.

Таблица 3.2.28 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А129 от 27.07.2023г

Раб.интервалы		Общее поглощение	Общее поглощение по интерв.в % от дебита скв.	Характер поглощения
м		$м^3$/сут		
3414,0	3416,6	-54,65	92,53	основной

Таблица 3.2.29 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №129 19-20.05.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		$м^3$/сут	
3414,6	3418,5	100,00	-51,67	интенсивный

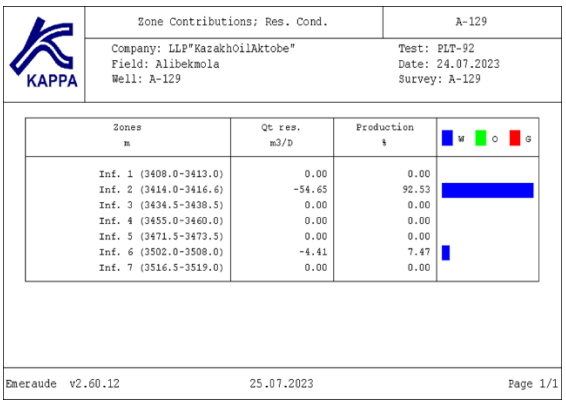


Рисунок 3.2.27 – Результаты PLT в скважине №129 27.07.2023г

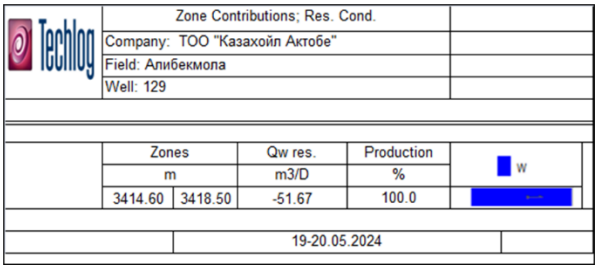


Рисунок 3.2.28 – Результаты PLT в скважине №129 19-20.05.2024г

Нагнетательная скважина А143

За анализируемый период в скважине проведено 1 исследование ГИС-к в 2024г. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

По данным разноскоростной расходометрии в пределах перфорированных интервалов 3476.0-3478.5м, 3480.5-3481.5м, 3496.0-3499.5м, 3508.5-3516.0м, 3518.0-3522.5м интервалов приемистости не отмечается, возможно они настолько слабые и маломощные, что не фиксируются при работе приборов, что может быть обусловлено дебитом меньше 5м3/сут, что является порогом чувствительности расходомера. Основной интервал поглощения воды 3500.5-3507.0м (66.17%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 39.0м, из них работающая мощность 20.00м. Кохв = 51.28%.

В таблице 3.3.14 и на рисунке 3.3.18 приведены результаты ГИС-к в скважине №143.

Таблица 3.2.30 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А143 от 03.06.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м^3/сут	
3483,5	3488,0	11,30	-4,13	слабый
3489,0	3494,0	17,97	-6,57	слабый
3500,5	3507,0	66,17	-24,19	интенсивный
3525,5	3529,5	4,57	-1,67	слабый

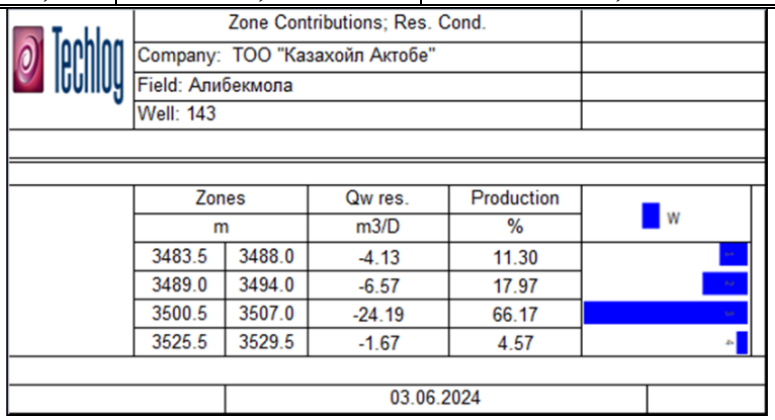


Рисунок 3.2.29 – Результаты PLT в скважине №143 03.06.2024г

Нагнетательная скважина А205

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2023г-2024г. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

При нагнетании в скважину интервалы перфорации: 3172.0-3175.5м, 3191.0-3195.0м, 3269.0-3273.0м,3310.0-3314.0м, 3347.0-3351.0м, 3356.0-3360.0м, 3385.0-3388.0м, 3392.5-3398.0м, 3402.5-3406.5м, 3412.5-3416.5м, 3419.5-3421.5м, 3427.0-3429.0м, 3522.0-3526.0м не принимают. Основной интервал поглощения - 3332.0-3344.0м (61.53%). Из 79.0м общей мощности перфорации принимает 19.0м. К ох. составил 24.05%.

По данным разноскоростной расходометрии в пределах перфорированных интервалов 3172.0-3175.5м, 3269.0-3273м, 3310.0-3314.0м, 3356.0-3360.0м, 3385.0-3388.0м, 3392.5-3398.0м, 3402.5-3406.5м, 3412.5-3416.5м, 3419.5-3421.5м, 3427.0-3429.0м, 3522.0-3526.0м, 3537.0-3547.0м интервалов приемистости не отмечается, возможно они настолько слабые и маломощные, что не фиксируются при работе приборов, что может быть обусловлено дебитом меньше 5м3/сут, что является порогом чувствительности расходомера. Основной интервал поглощения воды 3332.0 - 3344.0м (39.39%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 79.0м, из них работающая мощность 29.0м. Кохв = 36.71%.

В таблицах 3.3.15-3.3.16 и на рисунках 3.3.19-3.3.20 приведены результаты ГИС-к в скважине №205.

Таблица 3.2.31 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А205 от 10.09.2023г

Принимающие интервалы			К ох, %	Общее поглощение	Общее поглощение по интерв.в % от дебита скв.
Кровля, м	Подошва, м	Мощность, м		м3/сут	
3239,0	3241,0	2,0	100,0	-1,88	3,87
3332,0	3344,0	12,0	100,0	-29,82	61,53
3369,0	3372,0	3,0	60,0	-10	20,64
3464,0	3466,0	2,0	100,0	-6,77	13,96

Таблица 3.2.32 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №205 13.05.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		$м^3$/сут	
3191,0	3195,0	12,17	-8,29	слабый
3239,0	3241,0	4,81	-3,28	слабый
3332,0	3344,0	39,39	-26,84	интенсивный
3347,0	3351,0	7,50	-5,11	слабый
3369,0	3374,0	30,32	-20,66	интенсивный
3464,0	3466,0	6,81	-3,96	слабый

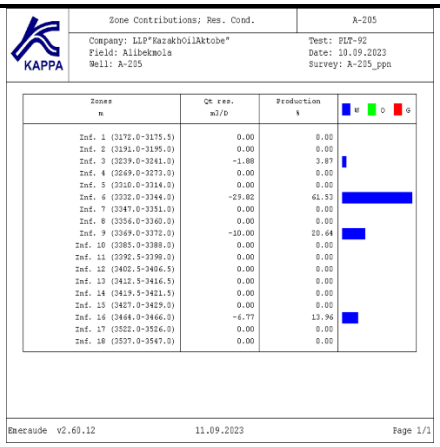


Рисунок 3.2.30 – Результаты PLT в скважине №205 10.09.2023г

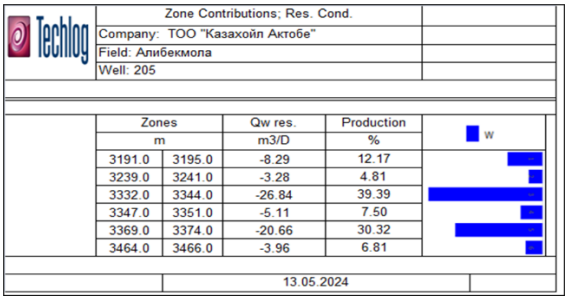


Рисунок 3.2.31 – Результаты PLT в скважине №205 13.05.2024г

Нагнетательная скважина А208

За анализируемый период в скважине проведено 1 исследование ГИС-к в 2023г. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

Интервалы перфорации:3336.0-3342.0м,3348.0-3354.0м,3357.0-3361.5м,3365.0-3370.5м,3373.0-3376.0м, 3425.0-3429.0м, 3430.0-3432.0м, 3450.0-3453.5м, 3469.0-3477.0м,3495.0-3498.0м, 3543.0-3548.0м на приемистость не работают. Основные интервалы поглощения: 3300.0-3306.5м (20.40%),3307.5-3310.0м (17.15%). Из 90.5 м общей мощности перфорации принимают 40.0м, из 20 интервалов ПВР принимают 9. К ох. составил 44.20 %.

В таблице 3.3.17 и на рисунке 3.3.21 приведены результаты ГИС-к в скважине №208.

Таблица 3.2.33 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А208 от 01.08.2023г

Работающие интервалы		Общее поглощение	Общее поглощение по интерв.в % от дебита скв.	Хар-ер поглощения
Кровля	Подошва			
м	м	$м^3$/сут		
3294,0	3299,0	-6,09	10,23	интенсивный
3300,0	3306,5	-12,15	3279.0-3581.0м	основной
3307,5	3310,0	-10,22	17,15	интенсивный
3315,5	3321,5	-8,80	14,77	интенсивный

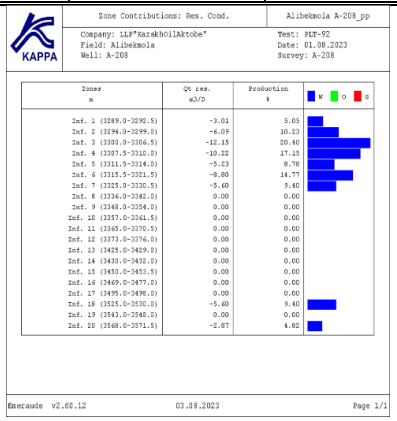


Рисунок 3.2.32 – Результаты PLT в скважине №208 01.08.2023г

Нагнетательная скважина А211

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2024г. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС 04-05.08.2024г, отмечается недоход скважинных приборов до заявленного забоя скважины, т.е. скважинные приборы не охватили полностью интервалы перфорации 3615.0-3631.0м, 3640.0-3651.0м и остановился на глубине 3614.0м (расходометрия), из-за чего потеряна информация о герметичности забоя и нарушений колонны ниже перфорированных интервалов. Основной интервал поглощения воды 3562.0-3565.5м (27.88%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 151.5м, из них работающая мощность 67.50м. Кохв = 44.55%.

По результатам выполненного полного комплекса ГИС 17-18.10.2024г, отмечаем недоход скважинных приборов до заявленного забоя скважины, т.е. скважинные приборы не охватили полностью интервалы перфорации 3593.0-3601.0м, 3605.0-3606.5м, 3615.0-3631.0м, 3640.0-3651.0м и остановился на глубине 3591.0м (расходометрия), из-за чего потеряна информация о герметичности забоя и нарушений колонны ниже перфорированных интервалов. Основной интервал поглощения воды 3562.0-3565.5м (21.22%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 151.5м, из них работающая мощность 67.50м. Кохв = 44.55%.

В таблицах 3.3.18-3.3.19 и на рисунках 3.3.22-3.3.23 приведены результаты ГИС-к в скважине №211.

Таблица 3.2.34 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А211 от 04-05.08.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м^3/сут	
3330,5	3334,5	4,94	-4,08	слабый
3386,5	3393,0	4,16	-3,44	слабый
3397,5	3406,0	5,11	-4,22	слабый
3408,0	3416,0	6,84	-5,65	слабый
3457,0	3460,0	8,59	-7,10	слабый
3474,5	3478,5	7,71	-6,37	слабый
3514,5	3520,5	5,15	-4,26	слабый
3523,5	3529,0	7,76	-6,41	слабый
3541,5	3548,0	12,11	-10,01	слабый
3562,0	3565,5	27,88	-23,04	интенсивный
3580,0	3584,0	3,15	-2,60	слабый
3593,0	3601,0	6,61	-5,46	слабый

Таблица 3.2.35 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №211 17-18.10.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м^3/сут	
3330,5	3334,5	4,63	-3,45	слабый
3345,5	3347,5	3,51	-2,62	слабый
3386,5	3393,0	4,99	-3,72	слабый
3397,5	3406,0	5,57	-4,15	слабый

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м³/сут	
3408,0	3416,0	5,39	-4,02	слабый
3420,0	3424,0	2,79	-2,08	слабый
3457,0	3460,0	8,34	-6,22	слабый
3474,5	3478,5	5,08	-3,79	слабый
3491,0	3497,0	5,81	-4,33	слабый
3514,5	3520,5	7,32	-5,46	слабый
3523,5	3529,0	8,38	-6,25	слабый
3541,5	3548,0	9,74	-7,26	слабый
3562,0	3565,5	28,46	-21,22	интенсивный

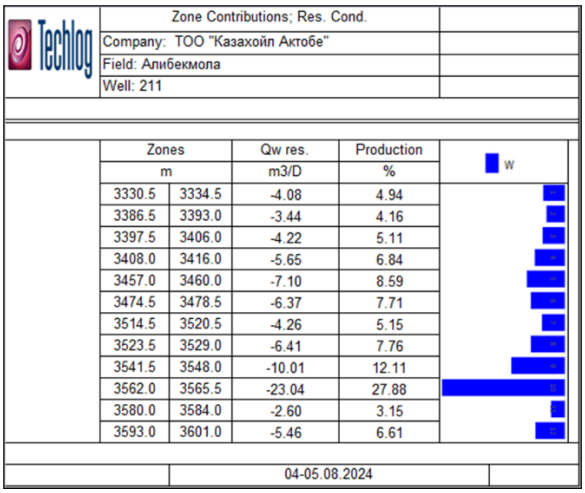


Рисунок 3.2.33 – Результаты PLT в скважине №211 04-05.08.2024г

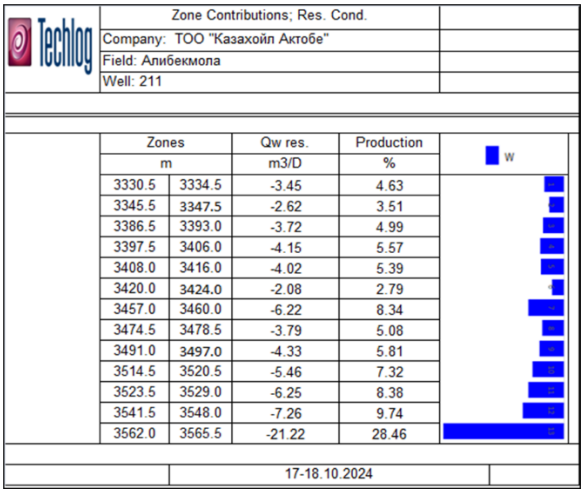


Рисунок 3.2.34 – Результаты PLT в скважине №211 17-18.10.2024г

Нагнетательная скважина А213

За анализируемый период в скважине проведено 2 исследования ГИС-к в 2024г. По результатам исследований в исследуемых интервалах заколонных перетоков не обнаружено.

По данным разноскоростной расходометрии в пределах перфорированных интервалов 3558.5-3560.0м, 3571.0-3578.5м интервалов приемистости не отмечается, возможно они настолько слабые и маломощные, что не фиксируются при работе приборов, что может быть обусловлено дебитом меньше 5м3/сут, что является порогом чувствительности расходомера.

Основной интервал поглощения воды 3459.0 - 3467.0м (21.6%). Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 62.0м, из них работающая мощность 49.10м. Кохв = 79.19%.

В таблицах 3.3.20-3.3.21 и на рисунках 3.3.24-3.3.25 приведены результаты ГИС-к в скважине №213.

Таблица 3.2.36 – Результаты определения профиля приемистости в скважине А213 от 17-18.05.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м^3/сут	
3387,0	3392,0	6,77	-4,45	слабый
3408,5	3412,5	7,73	-5,08	слабый
3414,0	3415,5	4,19	-2,75	слабый
3417,0	3421,5	5,86	-3,85	слабый
3422,5	3427,0	5,39	-3,54	слабый
3428,0	3438,0	9,50	-6,24	слабый
3440,0	3441,5	7,08	-4,65	слабый
3454,0	3457,5	11,25	-7,39	слабый
3459,0	3467,0	21,60	-14,19	интенсивный
3473,5	3476,0	15,53	-10,20	интенсивный
3550,2	3554,3	5,11	-3,36	слабый

Таблица 3.2.37 – Результаты определения профиля приемистости в скважине №213 23-24.10.2024г

Работающие интервалы		Общая приемистость по интерв.в % от общего	Поглощение на поверхности	Характер притока
Кровля	Подошва		вода	
м	м		м^3/сут	
3387,0	3392,0	8,09	-4,32	слабый
3408,5	3412,5	5,19	-2,77	слабый
3414,0	3415,5	4,81	-2,57	слабый
3417,0	3421,5	5,04	-2,69	слабый
3422,5	3427,0	5,56	-2,97	слабый
3428,0	3438,0	6,54	-3,49	слабый
3440,0	3441,5	9,94	-5,31	слабый
3454,0	3457,5	15,45	-8,25	интенсивный
3459,0	3467,0	13,31	-7,11	интенсивный
3473,5	3476,0	8,75	-4,67	слабый
3550,0	3554,5	12,58	-6,72	интенсивный
3558,5	3560,0	4,74	-2,53	слабый

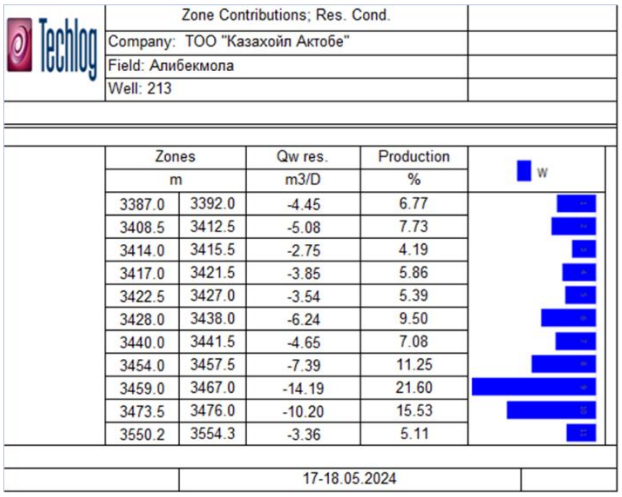


Рисунок 3.2.35 – Результаты PLT в скважине №213 17-18.05.2024г

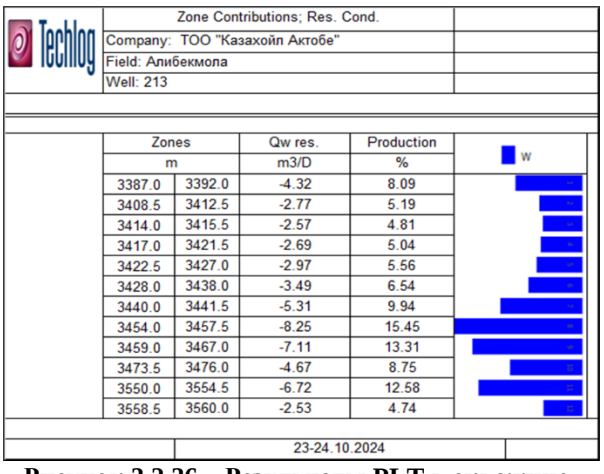


Рисунок 3.2.36 – Результаты PLT в скважине №213 23-24.10.2024г

Фонд водозаборных скважин

Фонд водозаборных скважин на месторождении Алибекмола включает скважины по следующим категориям: хозяйственно-питьевые, технические водозаборные и для производственных нужд. Действующий фонд водозаборных скважин включает 4 единицы хозяйственно-питьевого водозабора №№3П, 5П, 6П, 7П, 3 единицы технического водозабора

№№2ТВ, 4 ТВ, 5ТВ и 1 единицу для производственных нужд №1Т (площ №4). Во временном простое находится 1 скважина №4П.

Таблица 3.2.38 – Фонд водозаборных скважин месторождения Алибекмола на 01.01.2026г

Категория скважин, способ эксплуатации	№ скважин	Всего по месторождению
1	2	3
Дающие продукцию -		
Хояйственно-питьевой водозабор Алибекмола (Кумжарган)	3П, 5П, 6П, 7П.	4
Технический водозабор Алибекмола	2ТВ, 4ТВ, 8ТВ.	3
Итого дающие продукцию по водозаборам	***7***	***7***
для производственных нужд	1Т Площ №4	1
		1
Всего дающих продукцию	***8***	***8***
Во временном простое	4П	1
Итого в простое	***1***	***1***
Итого эксплуатационный фонд	**9**	**9**

В 2020-21гг Атырауским филиалом КМГ Инжиниринг выполнялся НИР по улучшению качества подготовки подтоварной (пластовой) и альбсеномонской воды на УППВ месторождения Алибекмола, в рамках которого выполнялись следующие работы:

1. Определение эффективности базового химреагента (ингибитор коррозии);
2. Определение эффективности образцов ингибиторов коррозии (в рамках подбора ХР);
3. Определение эффективности коагулянтов и флокулянтов (в рамках подбора ХР);
4. Определение СВБ в водах;
5. Определение физико-химических свойств вод;
6. Анализ текущей системы подготовки, анализ и выбор технологических решении по улучшении водоподготовки.

На месторождении в 2022г начаты работы по улучшению водоподготовки в соответствии с технологическими решениями рекомендованных в рамках вышеуказанной работы.

Динамика обводненности месторождения Алибекмола характеризуется безводным периодом с 2001г по 2005г, сменяющимся дальнейшим ростом обводненности скважин, что связано с постепенным истощением запасов нефти в трещинной части, а также с началом реализации системы ППД. Период 2007-2013гг характеризуется ростом добычи жидкости и обводненности, ввиду повсеместного перевода скважин на механизированный способ эксплуатации. С 2014г наблюдается снижение темпов роста обводненности ввиду повсеместного выбытия высокообводненных скважин, а также ограничения режимов работы нагнетательных скважин. В 2020-2021гг на месторождении проведены опытно-промышленные испытания по организации нестационарного заводнения, повлиявшие на

перераспределение вытесняемых и вытесняющих флюидов на участках проведения ОПИ и снижения обводненности. В октябре-ноябре 2024г на месторождении проведены опытно-промышленные испытания выравнивания профиля приемистости, повлиявшие на выравнивание фронта продвижения закачиваемого агента в пределах участков ОПИ и снижение обводненности реагирующих добывающих скважин.

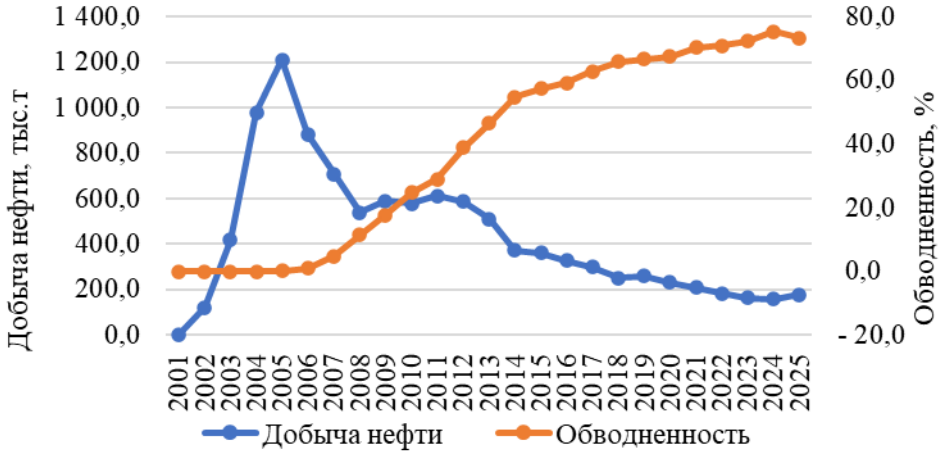


Рисунок 3.2.37 – Динамика обводненности месторождения

Таблица 3.2.39 – Выбытие причине высокой обводненности

Год	Кол-во	№ скважин	Обводненность, %
2008	1	53	100
2009	1	129	99,8
2010	1	10В	98,6
2011	1	117	98,5
2012	1	144	93,6
2015	2	10, 139	89,0; 98,2
2016	3	8, 9, 143	98,5; 96,7; 99,9
2021	1	145	94,8
2022	1	151	97,5
2025			

Индикаторные исследования

Ежегодно на месторождении Алибекмола проводятся трассерные исследования, чтобы охарактеризовать и проанализировать степень вытеснения нефти закачиваемой водой.

Данный вид исследований позволяет качественно оценить наличие/степень гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, блоками в рассматриваемых районах с целью уточнения геологического строения месторождения с последующей возможностью регулирования процесса разработки.

В определенных случаях закачка индикаторов не только исчерпывающе демонстрирует связь между блоками, но и показывает степень эффективности заводнения, пути движения закачиваемой воды и связь района нагнетательных скважин с зоной дренирования добывающих скважин, а также помогает выделить высокопроницаемые и низкопроницаемые зоны в исследуемом районе.

Комплекс трассерных исследований проводился путем последовательной

единичной закачки индикаторов по нагнетательным скважинам-кандидатов (№№52, 53, 54, 55, 64, 108, 115, 201, 204, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 213, 215, 307, 316, 324, 327) и дальнейшего контроля проявления трассеров в пробах окружающих добывающих скважин.

В результате всего комплекса исследований получены диапазоны измеренных и рассчитанных параметров контроля движения трассеров, таких как время прихода индикатора, концентрация индикатора и масса извлеченного индикатора.

Сложное структурное строение месторождения Алибекмола осложненное взбросами и разломами является результатом тектонических напряжений, приведших к образованию и значительному распространению трещин в коллекторе. Наличие трещин подтверждается исследованиями кернового материала, внутрискважинными микросканерами, также трассерными исследованиями.

Наличие открытой трещиноватости и подобного распространения трещин позволяет классифицировать коллектор месторождения как трещиновато-поровые. Данный вид коллектора характеризуется матричной частью с низкой проницаемостью, где содержатся все основные запасы углеводородов и трещинами высокой проницаемости, по которым происходить фильтрация. Разработка такого коллектора заводнением осложнена прорывами воды по системе трещин и низким коэффициентом охвата вытеснением матричных блоков.

Заводнение трещиновато-поровых коллекторов приводит к заполнению трещин водой и прорывам воды к добывающим скважинам, попавшим в систему трещин, без эффективного вытеснения нефти из матричных блоков, которое подтверждается результатами трассерных исследований. Как показывают результаты проведенных трассерных исследований по нагнетательным скважинам №№52, 53, 54, 55, 64, 108, 115, 201, 204, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 213, 215, 307, 316, 324, 327 влияние отдельной нагнетательной скважины не ограничивается только соседними, но распространяется и на добывающие скважины на значительном удалении. При этом нагнетательные скважины могут не иметь влияния на соседние скважины, если они не расположены на пути развития трещин.

В таких случаях дренаж нефти из матрицы в трещину происходит только благодаря давлению внутри самого матричного блока, далее, по мере снижения давления ниже давления насыщения, благодаря энергии растворенного газа. Присутствует так же элемент капиллярной пропитки породы матрицы водой (вытеснение нефти), находящейся в системе трещин. До определенного этапа разработки данного месторождения капиллярная пропитка осуществлялась, хоть и медленно в силу низкой проницаемости породы. Однако по мере закачки воды матричные блоки оказались закрытыми системой высокопроницаемых

трещин, заполненных водой. Ввиду того, что градиенты давлений между репрессией нагнетательной скважины–депрессией добывающей скважины расположенных в одной системе открытых трещин много больше градиента давления на гранях блока с низкой проницаемостью, находящегося в заполненных водой трещинах эти процессы, замедляются значительно.

Пробное внедрение нестационарного заводнения

На месторождении с целью повышения эффективности заводнения было принято решение о пробной реализации нестационарного заводнения (НЗ). Основной целью проведения НЗ являлось вовлечение в работу матричной части трещиноватого коллектора, и снижение обводненности добываемой продукции.

Суть НЗ заключается в поочередном пуске–остановке нагнетательных скважин при постоянной работе добывающих скважин. Тем самым в период простоя нагнетательных скважин давление в трещинах снижается за счет работы добывающих скважин, вызывая приток нефти из матрицы. Следующий за циклом остановки нагнетательных скважин короткий цикл работы нагнетательных скважин вытесняет нефть по трещинам к добывающим скважинам. Подобное снижение давление блоков матрицы может помочь процессу капиллярной пропитки. Повторение данных циклов будет связано с поочередными периодами роста и снижения обводненности нефти реагирующих скважин и увеличением охвата запасов, разработка которых осложнена структурой трещиновато-поровых коллекторов. Для скважин не вскрывших систему трещин подобное изменение в режиме нагнетательных скважин не окажет значительного влияния по причине низкой пъезопроводности пласта.

В 2018г составлена программа проведения НЗ на северном участке месторождения Алибекмола в период с 01.08. по 30.10.2018г. При разработке программы нестационарного заводнения были выполнены следующие этапы:

1. Анализ основных показателей разработки на уровне участка, и по скважинам;
2. Анализ проведенных трассерных исследований. По результатам которого определена гидродинамическая связь между скважинами, изучено распределение потоков нагнетаемой воды и объемов ВКФ, выявлены 3 канала фильтрации со свойствами супер-коллекторов (скв А311, А312 и А320).
3. Анализ выполненных гидродинамических исследований. По результатам анализа диагностических графиков, радиальные течения выявлены по скважинам А323 – 5 суток, А324 - 9 суток, А316 – 7 суток, А312 – 1,5 суток (30 часов) с момента начала исследования. По скважинам А064 и А307 характерные признаки радиального течения жидкости в пласте за время регистрации более чем 400 часов (или более 20 суток) не

выделяются. По результатам трассерных исследований среднее время прихода индикатора в реагирующие скважины составляет 2,6 суток. По результатам ГДИС влияние фильтрации в матрице определяется в среднем после 5-7 суток остановки или начала регистрации исследования. Результаты полученных исследований использованы в обосновании периодов циклической закачки.

4. По результатам анализа, была составлена программа нестационарного заводнения со следующими этапами:

- Циклическая закачка воды в нагнетательные скважины А307, А316 и А324. Время полуциклов составляет – 10 суток простоя и 3 суток работы с обеспечением компенсации;
- Контроль дебитов, обводненности, динамических уровней в добывающих скважинах А305, А315, А323, А312 и А320.

При внедрении НЗ по скважинам Северного свода наблюдался тенденция снижения и выполаживания тренда ГФ, что свидетельствует о том, что вовлекаются новые запасы нефти. Эффект от пробного проведения НЗ на северном участке составил 1522т дополнительной добычи нефти по состоянию на 01.12.18г.

В 2019г продолжены работы по НЗ на северном участке месторождения с отключением нагнетательных скважин А307, А316, А324 и оценкой по реагирующим скважинам А305, А315, А323, А-312, А320, на Центральном участке месторождения с отключением нагнетательных скважин А054 и А115 и оценкой по реагирующим скважинам А58, А118, А119, А121, А10А, на Южном участке с отключением нагнетательной скважины А215, с оценкой по реагирующим скважинам А212, А147, А148, А151.

В 2020г на Центральном участке месторождения продолжены работы по НЗ с отключением нагнетательных скважин А052, А053, А207, А208, А209 и оценкой по реагирующим скважинам А01В, А026, А027, А06в, А07в, А09в, А127, А12в, А134, А135, А136, А13в, А141, А145, А148, А17в, А20в, А212, А05в, А051, на Южном участке с отключением нагнетательных скважин А210, А211, А213, А215 с оценкой по реагирующим скважинам А028, А02а, А03а, А07а, А107, А109, А10а, А111, А116, А118, А121, А122, А203.

В 2021г также продолжены работы по НЗ на северном участке месторождения с отключением нагнетательных скважин А307, А316, А324 и оценкой по реагирующим скважинам А306, А312, А315, А-320, А323, на Центральном и на Южном участках месторождения с отключением нагнетательных скважин А052, А209, А210, А211, А213, А215 и оценкой по реагирующим скважинам А01В, А05В, А06В, А09В, А12В, А13В, А17В, А26, А27, А51, А122, А127, А135, А136, А141, А142, А145, А148, А212.

Опытное внедрение НЗ показало обоснованность применения данного метода, а также его эффективность для отдельных скважин, вскрывших трещины:

- Изменился характер вытеснения;
- Снизилась обводненность;
- Вовлечены слабо дренируемые запасы.

Таблица 3.2.40 – Сводная таблица по скважинам, участвовавшим в НЗ

Год	Наименование участка	№ нагнетательных скважин	№ добывающих скв.	№ реагирующих добывающих скв.	Дополнительная добыча нефти, т
2018	Северный	А307, А316, А324	А305, А312, А320, А315, А323	А320, А312	1521,9
2019	Северный	А307, А316, А324	А312, А320, А315, А323	А320, А312	7893*
	Центральный	А54, А115	А02А, А058, А119, А121, А10А, А118	А02А, А058	3051
	Южный	А215	А027, А148, А212, А147	А148, А027	0
2020	Центральный	А052, А053, А207, А208, А209	А01в, А026, А027, А06в, А07в, А09в, А127, А12в, А134, А135, А136, А13в, А141, А145, А148, А17в, А20в, А212, А05в, А051	01в, 06в, 09в, 127, 12в, 134, 135, 141, 145, 148, 212, 05в, 051	16769
	Южный	А210, А211, А213, А215	А028, А02а, А03а, А07а, А107, А109, А10а, А111, А116, А118, А121, А122, А203	А02а, А03а, А07а, А107, А109, А111, А118, А122, А203	
2021	Северный	А307, А316, А324	А306, А312, А315, А320, А323	А312, А315, А320, А323	1132,1
	Центральный	А052, А209, А210, А211, А213, А215	А01В, А05В, А06В, А09В, А12В, А13В, А17В, А26, А27, А51, А122, А127, А135, А136, А141, А142, А145, А148, А212	А01В, А05В, А06В, А12В, А13В, А135, А141, А142, А212	2746,4
	Южный				

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи нефти и воды по эксплуатационному объекту по состоянию на 01.01.2026г.

На месторождении Алибекмола с 2002г единым эксплуатационным объектом разрабатываются продуктивные пласты КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3, КТ-II-II-4 толщи КТ-II, выделенной в рамках «ПР-2021г» в I объект. В «Пересчете запасов …» по состоянию на 02.01.2020г [18] в строении карбонатной толщи КТ-II по сейсмическим и скважинным данным был уточнен «скелет» структурной модели в виде массивной пластовой карбонатной постройки, осложненной системой дизъюнктивных дислокаций. Согласно последнему пересчету запасов нефти 2021г начальные геологические запасы нефти по категории $B+C_1$ в пределах контрактной территории в целом по месторождению составляют 105766 тыс.т, извлекаемые – 28102 тыс.т. За пределами контрактной территории расположено 5224 тыс.т. геологических и 1351 тыс.т. извлекаемых запасов нефти.

В целом по месторождению геологические запасы нефти в пределах и за пределами контрактной территории составляют 110 990 тыс.т, из которых 29 453 – тыс.т извлекаемые, из которых в пределах контрактной территории геологические запасы нефти составляют 105 766 тыс.т., извлекаемые – 28 102 тыс.т.

Геологические запасы нефти I объекту, представленному тощей КТ-II составляют 95 731 тыс.т, в том числе 26 099 тыс.т – извлекаемые. На дату проекта по I объекту, отобрано 10 706,4 тыс. т нефти. При этом КИН по объекту составил 0,112 доли ед., при утвержденном 0,272 доли ед., который по проекту достигается на конец 2074г, текущая обводненность добываемой продукции – 74,0%. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составляют 0,6 и 1,1% соответственно.

По возвратному объекту КТ-I геологические и извлекаемые запасы нефти составили 9 532 тыс.т и 1 930 тыс.т соответственно, на дату проектв отобрано 8,3 тыс.т нефти, что соответствует текущему КИН в 0,001 д.ед.

В целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 10 714,8 тыс.т, что соответствует текущему КИН в 0,101 д.ед. Общая выработка НИЗ месторождения составила 38,1%. Ежегодная добыча нефти достигла своего пика в 2005г с уровнем добычи 1210,4 тыс. т при фонде 38 добывающих скважин. Новые скважины вводились с максимальным дебитом нефти более 200 т/сут в 2003г, который на дату отчета резко снизился до 43,4 т/сут (скважина №315) без большого уплотнения. Относительно

высокий дебит в 2003г связан с форсированным отбором при резком снижении забойных давлений в добывающих скважинах, что привело к снижению энергии пласта в зонах отбора. Из-за низкого значения пьезопроводности пласта, влияния трещин и больших расстояний между скважинами эффективного вытеснения нефти нагнетаемой водой не происходило. Как упоминалось выше, единым эксплуатационным объектом разрабатываются продуктивные пласты КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3, КТ-II-II-4. Основные запасы сконцентрированы во втором и третьем пластах, запасы четвертого пласта распространены локально.

Таблица 3.2.41 – Выработанность извлекаемых запасов по объектам

№№ п/п	Наименования	Объекты			
		I толща КТ-II	Возвратный толща КТ-I	Возвратный толща МКТ	В целом
1	Начальные геологические запасы, тыс.т	95 731	9 532	503	105 766
2	Начальные извлекаемые запасы, тыс.т	26 099	1 930	73	28 102
3	Утвержденный КИН, доли ед.	0,273	0,202	0,145	0,266
4	Текущий КИН, доли ед.	0,112	0,001	-	0,101
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	10 706,4	8,3	-	10 714,8
6	Добыча нефти за 2025г, тыс.т	167,5	8,3	-	175,9
7	Отбор от НИЗ, %	41,0	0,4	-	38,1
8	Темп отбора от НИЗ, %	0,6	0,4	-	0,6
9	Темп отбора от ТИЗ, %	1,1	0,4	-	1,0
10	Фонд добывающих скважин, ед.	61	3	-	64
11	Обводненность, %	74,0	46,9	-	73,4
12	Дебит нефти, т/сут	10,7	11,4	-	10,8
13	ОИЗ нефти, тыс.т	15392,6	1921,7	-	17387,2
14	Кратность запасов	92	231	-	99

Таблица 3.2.42 – Запасы нефти I объекта (толща КТ-II) в пределах контрактной территории

Наименование	Пласты I объекта (толщаКТ-II)				
	КТ-II-I-1	КТ-II-I-2	КТ-II-II-3	КТ-II-II-4	В целом по КТ-II
Начальные геологические запасы нефти (утв., кат. $B+C_1$), тыс.т	14816	36359	48687	1093	100 955
Извлекаемые запасы нефти (утв., кат. $B+C_1$), тыс.т	3825	10287	13079	259	27 450
Коэффициент извлечения нефти (утв.), д ед.	0,258	0,283	0,269	0,237	0,272

Рисунок 3.2.38 – Распределение начальных геологических запасов нефти по объектам месторождения

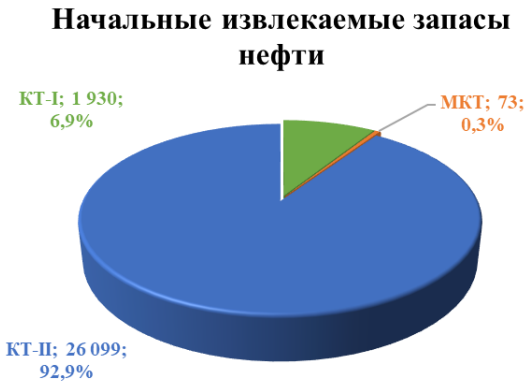


Рисунок 3.2.39 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по объектам месторождения

Рисунок 3.2.40 - Распределение накопленной добычи нефти по объектам

Рисунок 3.2.41 – Распределение начальных геологических запасов нефти I объекта по пластам

Рисунок 3.2.42 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти I объекта по пластам

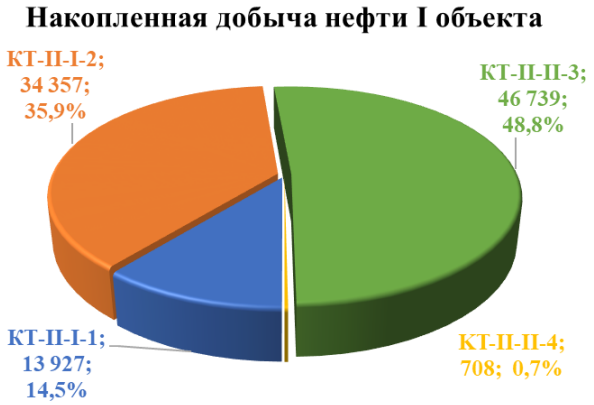


Рисунок 3.2.43 – Распределение накопленной добычи нефти I объекта по пластам

Таблица 3.2.43 – Степень неоднородности I объекта (толща КТ-II)

Параметры пластов	КТ-II-I-1	КТ-II-I-2	КТ-II-II-3	КТ-II-II-4
Средняя общая толщина, м	202,6	103,59	261,5	135,51
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	14,4	30,0	54,4	7,9
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,1	0,30	0,30	0,56
Коэффициент расчлененности, ед.	6,7	10,4	20,8	5,75

Для оценки общего вскрытия эффективных толщин зонально по каждой скважине и общей оценки выработки пластов проанализированы результаты исследований потокометрии, проведенных с начала разработки. При таком подходе определенная погрешность будет присутствовать, из-за изменения режимов работы скважин, постепенного поднятия ВНК и прорыва воды, а также нарушения целостности колонны скважины и плохом качестве интерпретации потокометрии. Эта погрешность предполагается минимальной при расчете отборов после 2008г и условно оценивается менее 10%, т.к. больших изменений в разработке за последние 4 года не происходило.

Однако форсированный отбор происходил с 2004 по 2007гг, с вводом новых скважин и за счет постоянного увеличения депрессии с увеличением штуцера до 20 мм. Количество и охват площади залежи исследованиями потокометрии недостаточен, поэтому анализ выработки пластов на дату отчета охватывает в большинстве своем работу пластов с 2008г, что связано с вводом новых скважин.

Как показывает анализ распределения закачки и отбора жидкости последних трех лет на базе исследования PLT с учетом равнозначной компенсации за последние 3-4 года, в целом наблюдается достаточно равномерное распределение отбора и закачки по пластам, за исключением четвертого пласта, по которому наблюдается отсутствие отбора и притока.

Как видно из рисунка 3.2.43 самыми выработанными пластами являются КТ-II-I-2 и КТ-II-II-3, соответственно текущий КИН выше остальных пластов. Это объясняется большим охватом перфорацией добывающих скважин.

В целом по месторождению КИН достиг значения 0,101 доли ед. при утвержденном 0,266 доли ед. Ввиду сложного геологического строения месторождения и карбонатным типом коллектора, снижения пластового давления и слабого влияния системы ППД, запасы

месторождения являются трудно извлекаемыми.

Таким образом, резюмируя вышеприведенный анализ, можно отметить, что в основном выработка запасов происходит в пластах КТ-II-I-2 и КТ-II-II-3, которые характеризуются наибольшим вскрытием перфорацией по толщине и содержанием основных извлекаемых запасов нефти месторождения. При этом общая выработка НИЗ месторождения составляет всего 38,1%.

Как видно из распределения текущих и накопленных отборов добываемых флюидов по продуктивным пластам, основной вклад как в текущий, так и в суммарный отборы обеспечивается скважинами Южного свода толщи КТ-II, в частности, горизонта КТ-II-II-3. Распределение добычи нефти, газа и воды производилось по результатам исследований PLT, которые зонально равномерно охватывают площадь месторождения. Анализ результатов исследования потокометрии добывающих скважин позволил выявить степень притока из каждого интервала и распределить добычу по пластам.

Согласно результатам PLT на дату отчета пласт КТ-II-I-4 практически не участвует в разработке. Согласно анализу, наибольший объем нефти поступает из пластов КТ-II-II-3 и КТ-II-I-2 пласт, где начальные геологические запасы нефти составляют порядка 48,8% и 35,9% соответственно. Так, 51,2% накопленной добычи нефти приходится на пласт КТ-II-II-3, 37,7% на пласт КТ-II-I-2, 11,0% на пласт КТ-II-I-1, и лишь 0,2% добычи нефти приходится на пласт КТ- II-II-4. На дату проекта наиболее выработанными являются пласты КТ-II-II-3 и КТ-II-I-2, выработанность которых составила 44 и 41% соответственно, что соответствует накопленной добыче нефти в 5 482. Пласт КТ-II-I-1 вмещает 14,5 % геологических запасов нефти, на дату отчета накопленная добыча нефти составляет 1 153 тыс.т., что составляет 32% выработанности запасов горизонта. Наименьшими запасами обладает пласт КТ-II-I-4, вмещающий 0,7% геологических запасов нефти, на дату отчета накопленная добыча нефти составляет 22 тыс.т нефти, что соответствует выработаности запасов пласта в 12%.

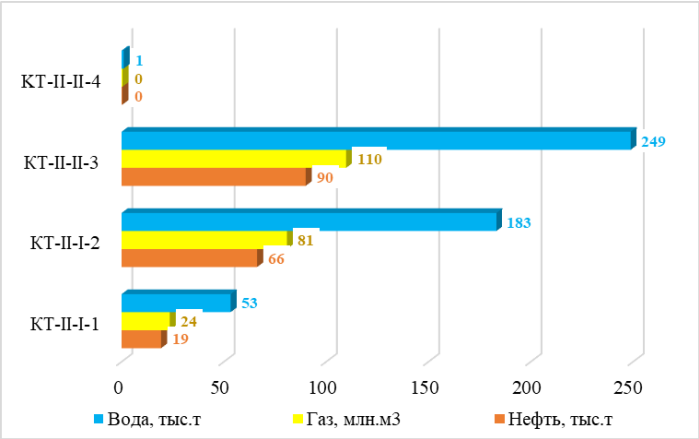


Рисунок 3.2.44 – Распределение текущих отборов нефти, газа и воды по продуктивным пластам

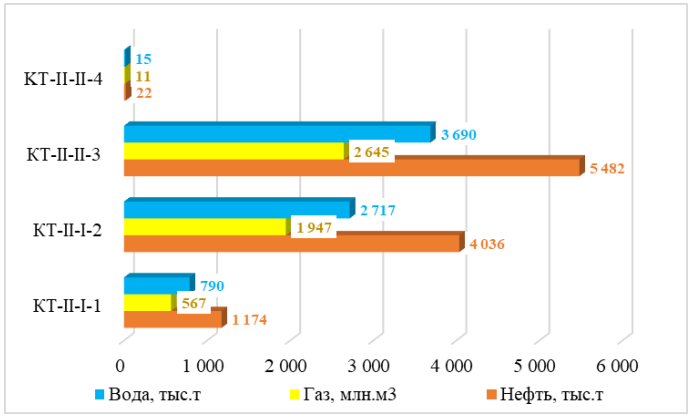


Рисунок 3.2.45 – Распределение накопленных отборов нефти, газа и воды по продуктивным пластам

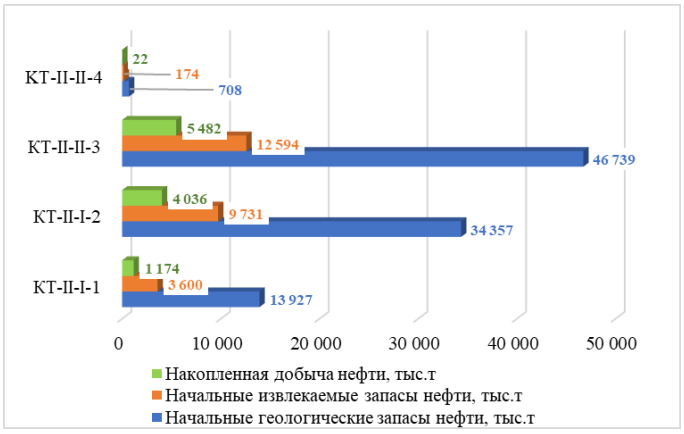


Рисунок 3.2.46 – Распределение запасов и накопленной добычи нефти по продуктивным пластам

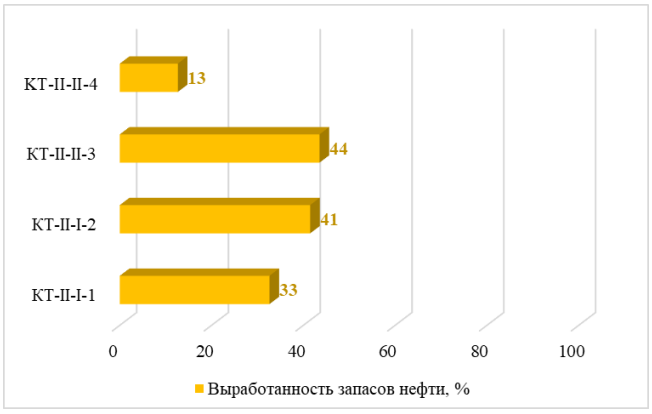


Рисунок 3.2.47 – Выработанность запасов нефти по продуктивным пластам

В таблице 3.2.3-3.2.4 приведена характеристика отборов нефти, жидкости и газа по способам эксплуатации скважин.

Как видно из представленных данных, накопленные объемы добычи нефти на 01.01.2026г, полученные фонтанным способом – 6 079,9 тыс.т или 56,7% от общего накопленной добычи, превалируют над объемами, отобранными механизированным способом (в т.ч, УЭЦН – 3 721,6 тыс.т или 34,7%, НДГ – 913,2 тыс.т или 8,5%), что свидетельствует о высоком энергетическом потенциале пластов месторождения в начальные годы разработки, позволявшем производить значительный отбор продукции на естественном режиме. В дальнейшем во избежание значительного падения темпов добычи недропользователем осуществлялся постепенный перевод большей части

эксплуатационного фонда на механизированные способы эксплуатации, такие как использование УЭЦН и НДГ. При этом доля нефти, добытой НДГ, в общем механизированном отборе минимальна в связи с непродолжительными сроками применения газлифта, т.к., в основном, оборудованные НДГ скважины переводились на УЭЦН по мере их обводнения. Накопленные объемы добычи жидкости механизированным способом, ввиду повсеместного перевода скважин на УЭЦН с целью поддержания уровней добычи жидкости, превышают объемы, полученные фонтанным способом. Так, накопленная добыча жидкости, полученная механизированным способом на дату отчета составляет: посредством УЭЦН – 10 327,9 тыс.т или 57,6% при уровне добычи жидкости, полученной фонтанным способом – 6 614,6 тыс.т или 36,9%. Добыча жидкости при помощи НДГ незначительна в сравнении с общим объемом и составляет 983,8 тыс.т или 5,5%.

Сопоставление карт отборов и карты изобар подтверждает низкое пластовое давление в центральной части Южного свода и высокий газовый фактор на этом же участке. Обособленность этого участка также заметна по карте суммарных отборов, из которой видно, что компенсации недостаточно в указанном районе, а нагнетательные скважины, расположенные восточнее данного района, практически не влияют на пластовое давление и работают по трещинам.

В целом, как показывает статистика, по механизированному фонду УЭЦН отмечаются длительные простои по причине различных сбоев в работе оборудования, в связи с чем рекомендуется провести ревизию всех установок с целью подбора оптимальных установок для конкретных условий фильтрации флюидов, уровня давлений и показателя газового фактора.

Текущий коэффициент извлечения нефти в целом по месторождению составляет 0,101 д. ед., при утвержденном – 0,273 д.ед. Коэффициент нефтеизвлечения по наиболее выработанным пластам КТ-II-II-3 и КТ-II-I-2 составляют – 0,117 д.ед., по наименее выработанным КТ-II-I-1 и КТ-II-I-4 – 0,084 и 0,031 д.ед. соответственно.

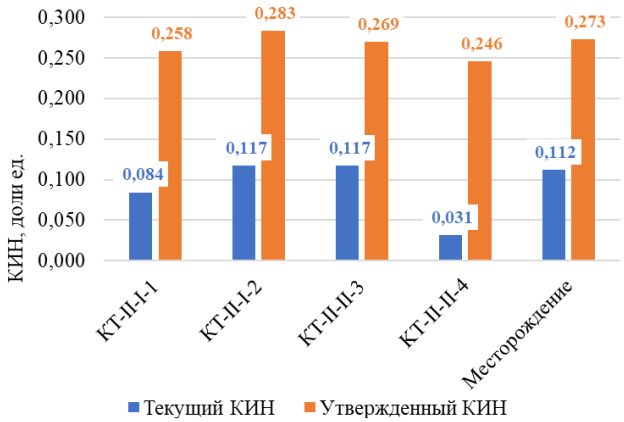


Рисунок 3.2.48 – Текущий и утвержденный коэффициент извлечения нефти по пластам

Анализ эффективности разработки методом сравнения характеристик вытеснения

Для определения вовлеченных в разработку извлекаемых запасов нефти толщи КТ-II, при сформировавшейся на данный момент системе разработки и применяемой технологии добычи продукции, построены характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н. и Сипачева Н.В., Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С., Blasingame, так же дополнительно определен вовлекаемый отбор от извлекаемых запасов месторождения методом построения зависимости накопленной добычи от ВНФ, зависимости удельной добычи нефти от накопленной.

I объект (толща КТ-II) отличается сложным геологическим строением структуры, низкой проницаемостью и пьезопроводностью, а также влиянием трещин, что снижает эффективность вытеснения нефти водой.

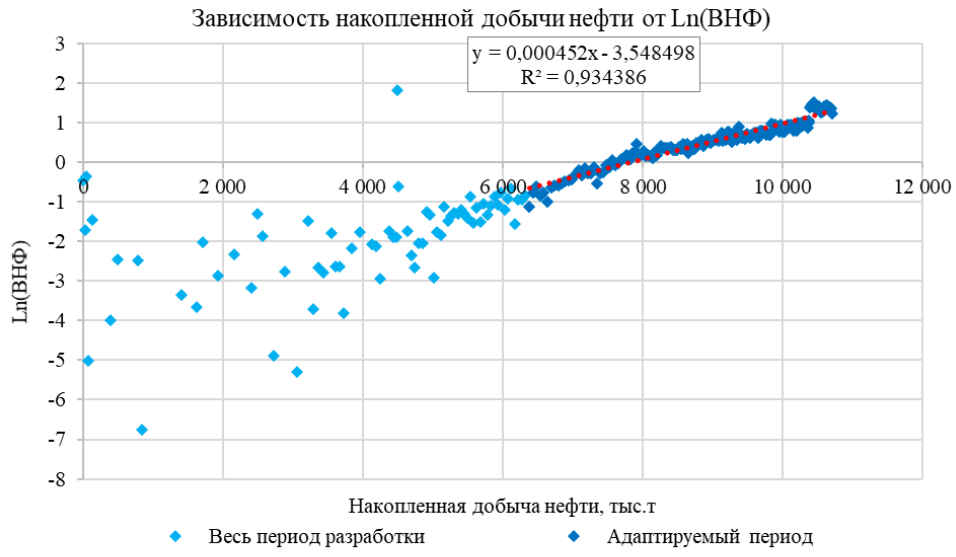
Результаты определения вовлеченных в разработку запасов нефти и потенциально достижимых значений КИН представлены в таблице 3.2.24 и на рисунке 3.2.13.

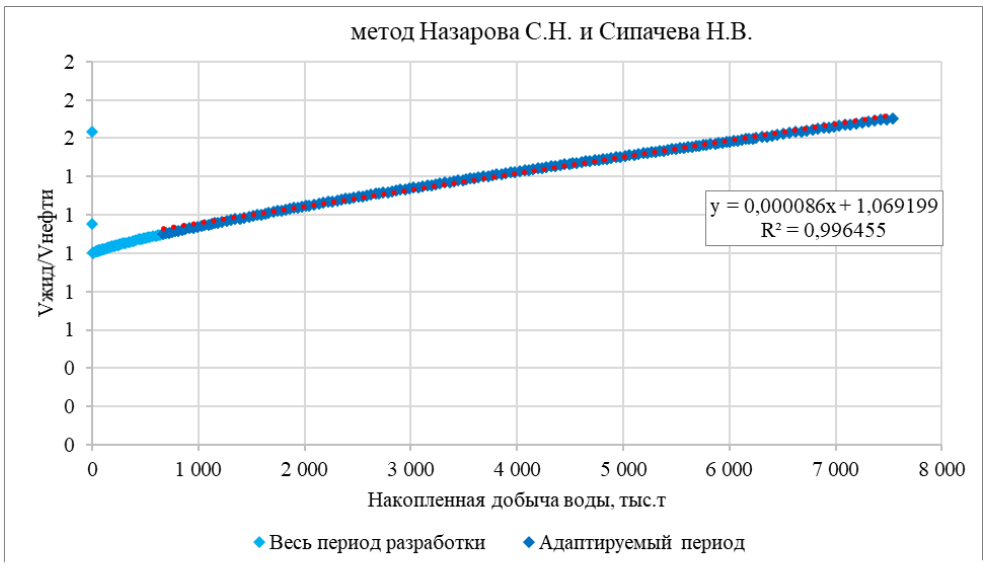
Высокая аппроксимация построенных характеристик вытеснения по различным методикам – 0,950-0,999 подтверждает наличие механизма вытеснения нефти водой и применимость для данного месторождения, однако полученные по результатам расчетов вовлеченные в разработку запасы в 2 раза меньше утвержденных извлекаемых, а потенциальный КИН составляет всего 0,148 доли ед., что свидетельствует о вовлеченности в активную разработку, по большей части, только трещин, без выработки запасов матрицы.

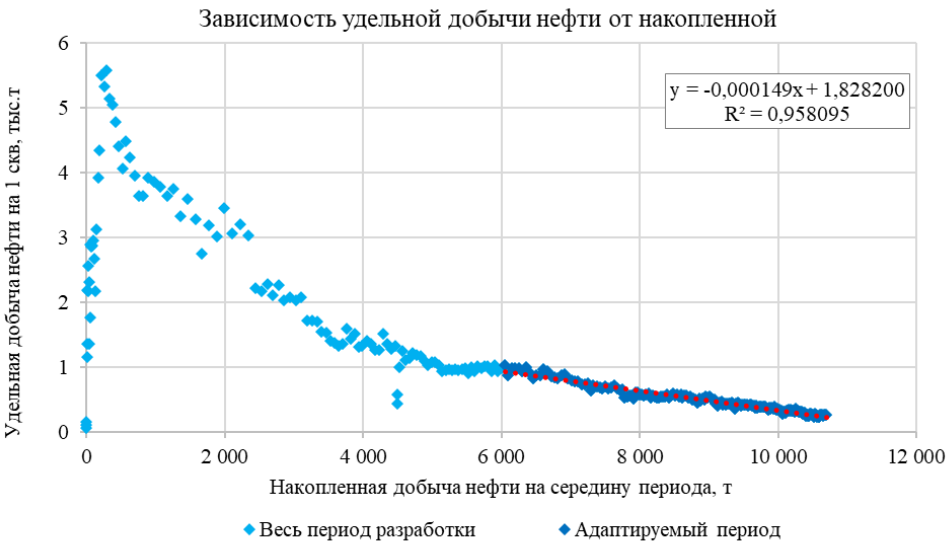
На дальнейший период разработки нефтяных залежей рекомендуется реализация геолого-промысловых мероприятий по повышению эффективности существующей системы разработки (ввод из бурения новых добывающих скважин, перевод под нагнетание, интенсификация добычи нефти), способствующий к увеличению вовлекаемых запасов нефти.

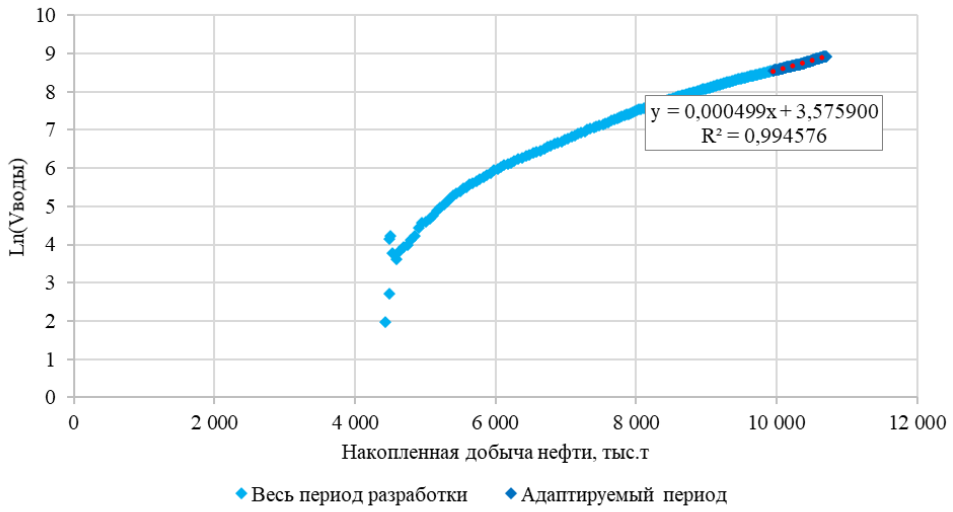
Таблица 3.2.44 – Прогнозные вовлеченные в разработку запасы нефти и КИН по основному I объекту

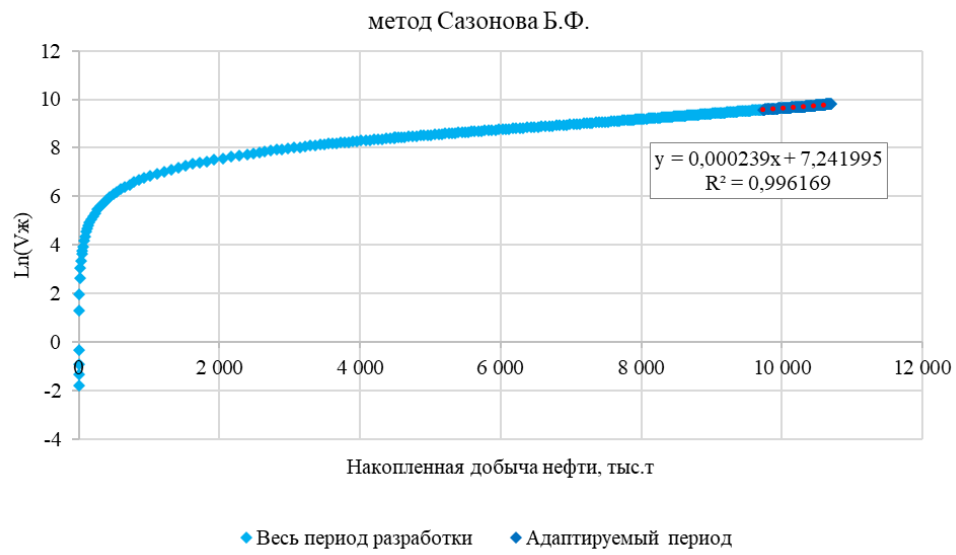
Наименования метода	Запасы нефти, тыс. т			КИН, доли ед.			Накопленная добыча нефти, тыс.т
	геологические	извлекаемые	вовлеченные	утвержденный	текущий	потенциальный	
Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)	100 955	27 450	16 452	0,272	0,112	0,172	10 706
Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.			16 304			0,170	
Зависимость удельной добычи от накопленной			12 324			0,129	
Методика Максимова М.И.			12 967			0,135	
Методика Сазонова Б.Ф.			15 170			0,158	
Методика Камбарова Г.С.			14 438			0,151	
Blasingame			11 813			0,123	
В целом			***14 210***			***0,148***	

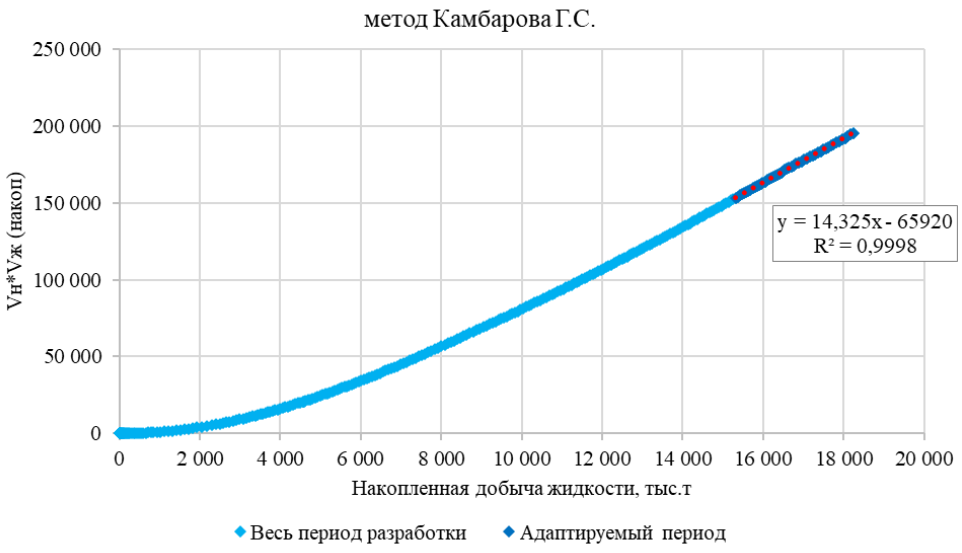












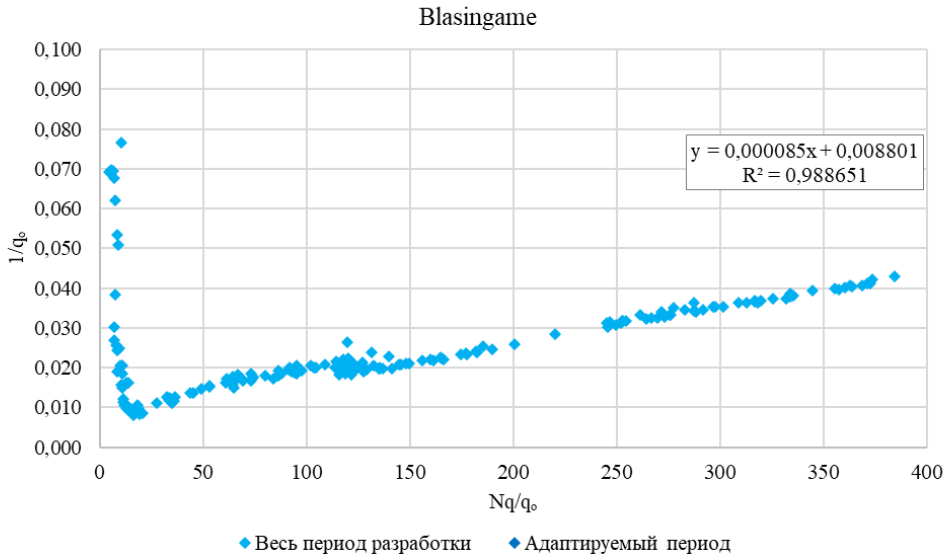


Рисунок 3.2.49 – Характеристики вытеснения

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Анализ эффективности реализуемой системы разработки представляет собой обобщение и систематизацию представленного в предыдущих разделах аналитического материала с точки зрения оптимальности работы двух составляющих систем: системы скважин и системы методов воздействия. Далее представлена краткая характеристика и сделана оценка эффективности каждой из данных систем.

Месторождение находится в промышленной разработке с 2002г.

Действующим проектным документом является «Дополнение к проекту разработки…»-2024г. (Протокол ЦКРР РК №51/1 от 21-22 ноября 2024г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» по состоянию на 01.01.2024г, в рамках которого были утверждены технологические показатели по 2 варианту разработки на период 2025-2027гг [22].

Общий пробуренный фонд месторождения по состоянию на 01.01.2026г составляет 112 скважин, из которых в добывающем фонде числятся 64 скважины (в т.ч. действующий – 58 ед., в бездействии – 6 ед.), в нагнетательном – 29 ед. (в том числе действующий – 24 ед., в бездействии – 5 ед.), в наблюдательном – 1 ед., в консервации – 1 ед., в освоении – 1 ед., в ликвидиции – 16 ед.

Преобладающим способом эксплуатации на 01.01.2026г на месторождении является механизированный способ эксплуатации при помощи ЭЦН. В целом на объекте фонтанным способом эксплуатируются 4 скважины, установками электроцентробежных насосов оборудована 51 скважина или 87,9% от действующего добывающего фонда и 2 скважины оборудованы НДГ. В 2025г 8,4% добычи нефти приходится на фонтанный способ эксплуатации, 91,6% - на механизированный способ эксплуатации, из которых 85,4% - посредством УЭЦН и 6,2% – посредством НДГ.

Анализируя весь период разработки месторождения, необходимо отметить, что максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2005г – 1 210,4 тыс.т. Далее следует тенденция снижения годовых отборов нефти, причиной которой является ухудшение энергетического состояния объекта в зоне отбора добывающих скважин.

В целом по месторождению при фонде добывающих скважин в 64 единицы накопленная добыча нефти в целом по месторождению составляет 10 714,8 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 17 933,9 тыс.т, накопленная добыча газа – 5 169,467 млн.м^3, накопленная закачка воды – 22 317,3 тыс.м^3. Текущий КИН достиг 0,101 доли ед., при выработанности запасов 38,1%. Темпы отбора от НИЗ и ТИЗ составляют 0,63% и 1,00% соответственно.

В целом по месторождению за анализируемый период фактические показатели по

добыче нефти, газа и жидкости находятся на уровне проекта, отклонения составляют менее 10%.

На месторождении проведено 273 исследования, в числе которых 101 исследование КВД по 49 скважинам, 75 исследований КПД по 27 скважинам, 24 исследование КСД по 14 скважинам и 71 исследование МУО по 30 скважинам.

За анализируемый период на месторождении (01.01.2024-01.01.2026гг) проведено 4 ГДИС, 3 КСД в скважинах №№314, 01В, 20В и 1 КПД в скважине №64.

Среднее начальное пластовое давление для объекта КТ-II было принято на уровне 34,95 МПа. Давление насыщения газом для данного объекта равно 25,23 МПа. Текущее пластовое давление в районе добывающих скважин изменяется от 9,9 до 27,5 МПа, составляя в среднем 17,0 МПа, что составляет 67,4% от давления насыщения.

За анализируемый период 2023-2025г проведено 33 исследования ГИС-к на определение профиля поглощения по 15 скважинам (№№52, 54, 53, 64, 115, 205, 208, 211, 213, 316, 209, 201, 117).

Согласно анализу выработанности общая выработка НИЗ месторождения составила 38,1%, при этом единым эксплуатационным объектом разрабатываются продуктивные пласты КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3, КТ-II-II-, из которых согласно результатам PLT наиболее выработан пласт КТ-II-II-3 на долю которого приходится правктически половина накопленной добычи нефти объекта (51,2%), пласт КТ-II-I-4 практически не участвует в разработке (0,2%). По результатам расчетов методом построения характреистик вытеснения вовлеченные в разработку запасы в 2 раза меньше утвержденных извлекаемых, а потенциальный КИН составляет всего 0,148 доли ед., что свидетельствует о вовлеченности в активную разработку, по большей части, только трещин, без выработки запасов матрицы.

На месторождении с целью повышения эффективности заводнения в 2018г и 2020г выполнена реализация нестационарного заводнения (НЗ). Опытное внедрение НЗ показало обоснованность применения данного метода, а также его эффективность для отдельных скважин, вскрывших трещины:

- Изменился характер вытеснения;
- Снизилась обводненность;
- Вовлечены слабо дренируемые запасы.

В 2024-2025гг на месторождении выполнены опытно-промышленные испытания технологий выравнивания профиля приемистости, пено-кислотной обработки, 2-х стадийного ГРП при освоении новых скважин.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

Исходные данные для обновления цифровых фильтрационных моделей

Этап создания цифровых фильтрационных моделей выполнялся после этапа построения геологической модели и проведения необходимого анализа геолого-промысловой информации и данных геофизического контроля об объектах разработки.

Были использованы следующие типы исходных данных:

1. Данные о структуре моделируемого объекта, включающие в себя данные о контактах флюидов;

2. Сведения о количестве геологических слоев и распределении фильтрационно-емкостных параметров в них (пористости, насыщенности, проницаемости);

3. Информация об интервалах перфорации, включая инклинометрические данные;

4. Данные о первоначальном насыщении коллекторов фазами, начальном пластовом давлении и давлении насыщения продуктивных пластов;

5. Результаты анализа фракционного состава пластовых флюидов и пластовых пород, PVT-свойства флюидов;

6. Исследования и определения абсолютных проницаемостей и их зависимостей;

7. Промысловые данные о состоянии фонда скважин, дебитах, обводненности добываемой продукции, газовом факторе;

8. Данные контроля за разработкой (замеры текущего пластового давления, результаты исследования скважин на стационарном и нестационарном режимах, данные ГИС-контроля).

Первые два типа данных были экспортированы из геологической модели, остальные явились результатами промысловых исследований и испытаний или определялись в лабораторных исследованиях с последующим их использованием в гидродинамических моделях.

Все расчеты по фильтрационным моделям выполнены с использованием программного комплекса Eclipse-100. При расчетах на каждом временном шаге находилось численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов в пласте с учетом их взаимодействия с породой, межфазных явлений и фазовых переходов.

Таблица 3.3.1 - Общая информация о фильтрационной модели

Месторождение	Алибекмола
Объект	КТ-2
Тип флюида	Black Oil
Тип коллектора	Поровый
Платформа	тНавигатор
Размерность, I - J – K	62-211-673
Кол-во активных ячеек	335764
Кол-во отчетных регионов (2)	2
Кол-во регионов PVT (1)	1
Кол-во регионов равновесий (1)	1
Система измерения	метрическая

Создание гидродинамической сетки

Обновление гидродинамической модели выполнялось на основе перемасштабированной геологической модели с размерами ячеек 100х100м по латерали и в среднем 4 м по вертикали.

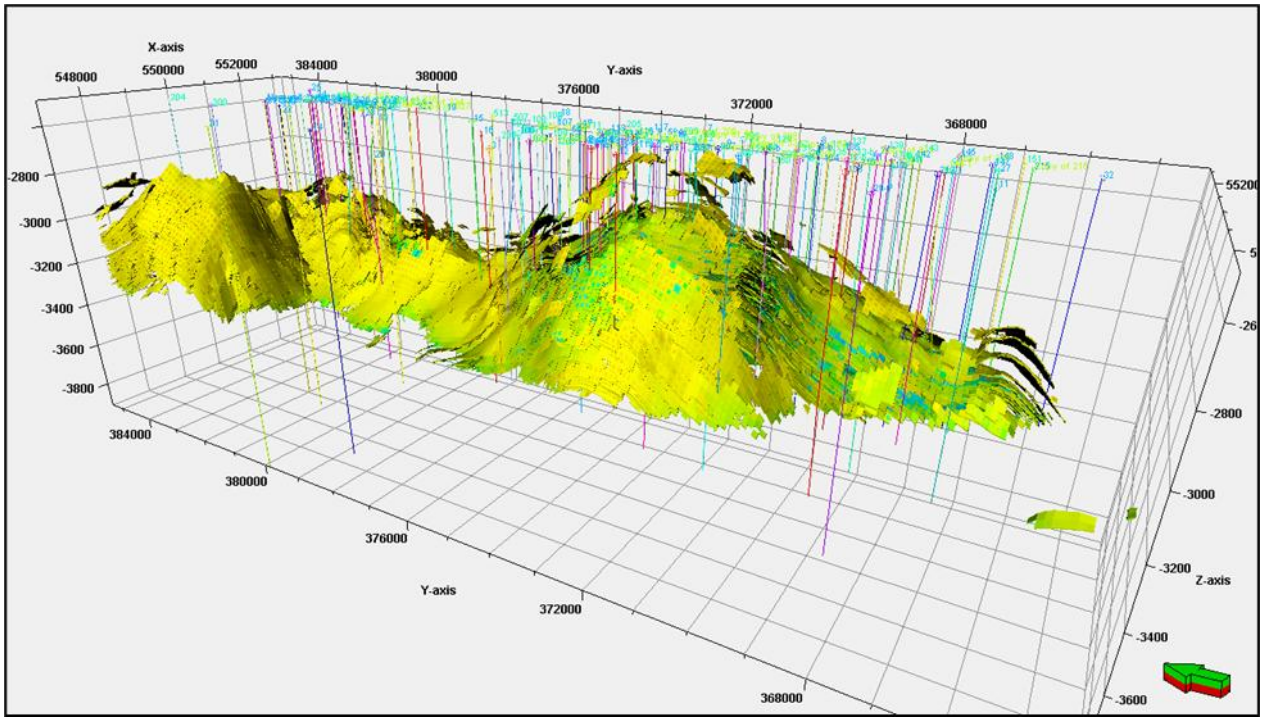


Рисунок 3.3.1 – Структурная модель месторождения

Куб песчанистости (NTG) рассчитывался по граничному значению 4% на базе ранее созданного куба пористости (Por) по формуле (рис:

NTG=If (Por>=0.04, 1, 0), где

Por – куб пористости;
0,04 – граничное значение пористости.

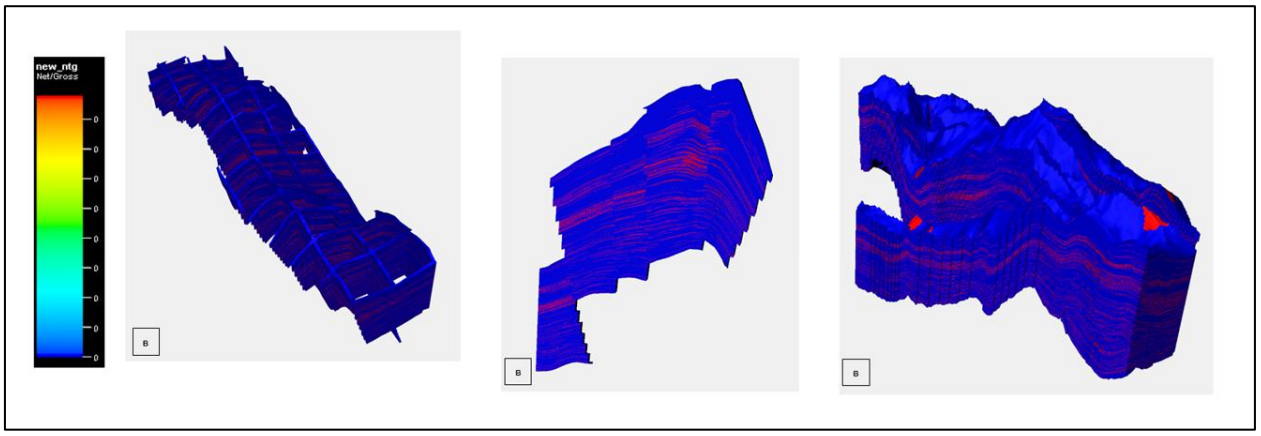


Рисунок 3.3.2 – Куб песчанистости (NTG)

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС, по следующей формуле:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \qquad (3.4.1)$$

где:

k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости, оптимальной депрессии и других параметров взяты по результатам ГДИС рассчитываемой скважины или, при отсутствии исследований, по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Относительные фазовые проницаемости

В текущей версии ГДМ приняты 2 региона насыщения (SATNUM) для матрицы и для трещин соответственно. Концевые точки и кривые ОФП настраивались по результатам адаптации.

Кривые ОФП строились методом LET. Кривые ОФП нормированы к единице.

В основу принципа задания кривых ОФП легла гипотеза, что вода в основном дренируется по трещинам и соответственно там нужно задавать «хорошие» ОФП по воде и «плохие» по нефти. Для матрицы – наоборот кривая ОФП «поджималась», а по нефти «разжималась».

Подобный подход обеспечил удобный инструмент адаптации модели на историю.

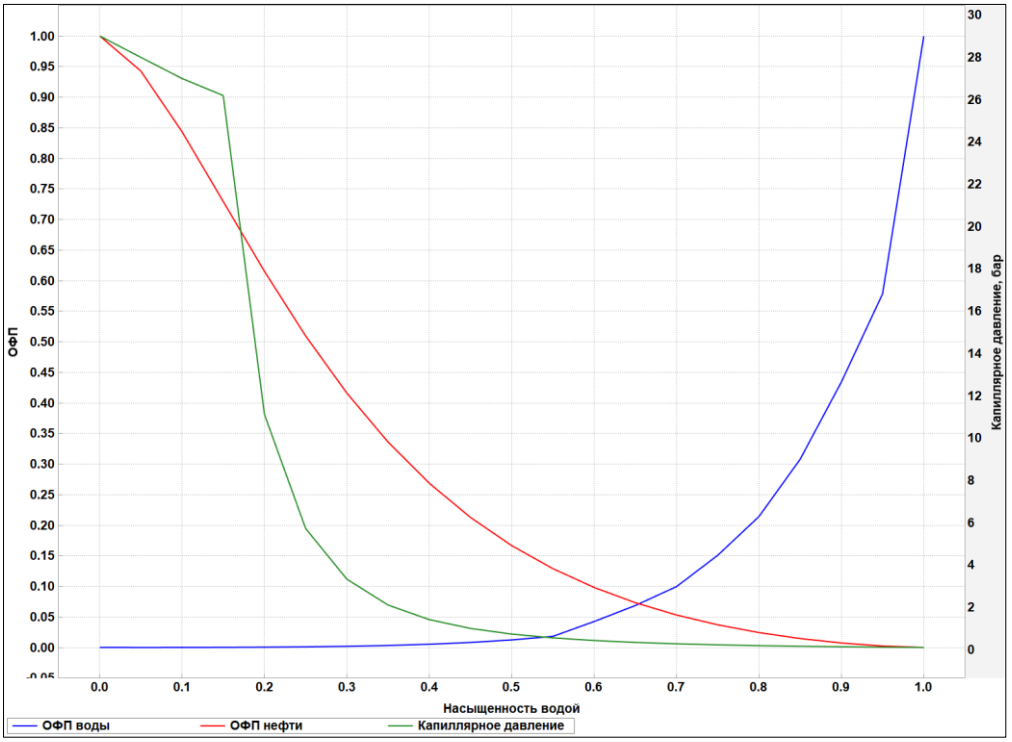


Рисунок 3.3.3 – Кривые относительно-фазовых проницаемостей и капиллярного давления по горизонту КТ-II для матрицы и трещины

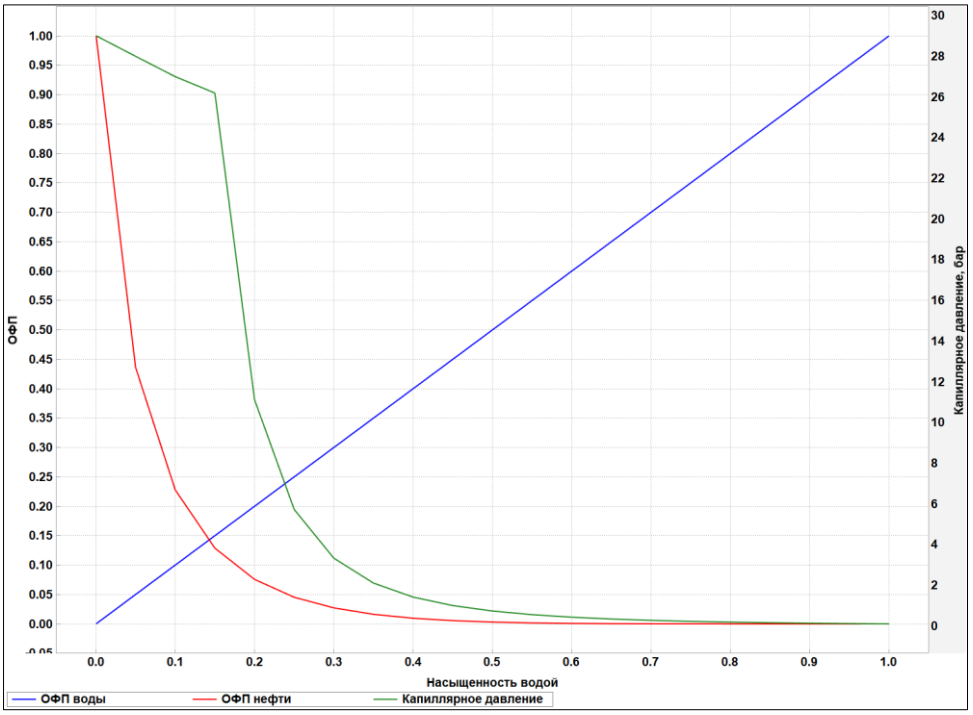
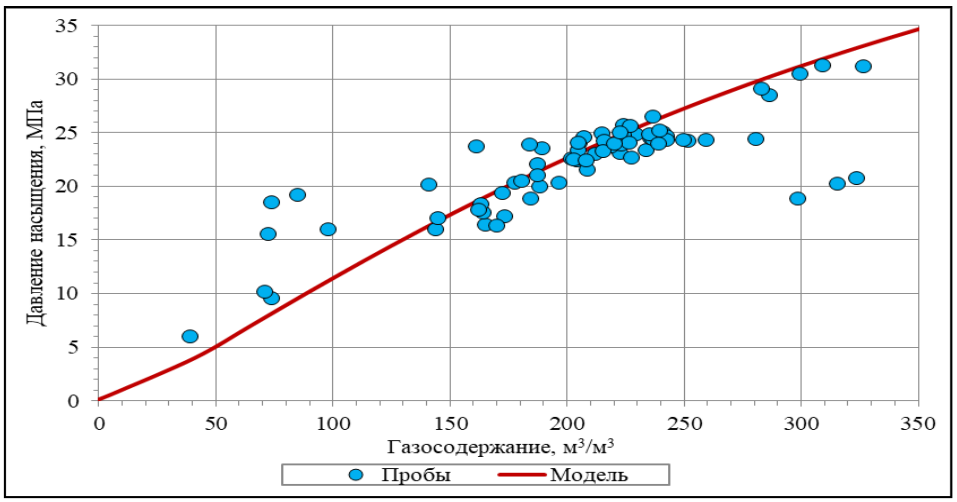


Рисунок 3.3.4 – Кривые относительно-фазовых проницаемостей и капиллярного давления по горизонту КТ-II для матрицы и трещины

Свойства флюидов

Для построения PVT модели для горизонта КТ-II были использованы 78 проб пластовой нефти. Все исследования пластовых флюидов месторождения были анализированы и была создана новая композиционная модель по основному разрабатываемому горизонту КТ-II. Затем, композиционная модель была сконвертирована в Black Oil для дальнейшего использования в фильтрационной модели.



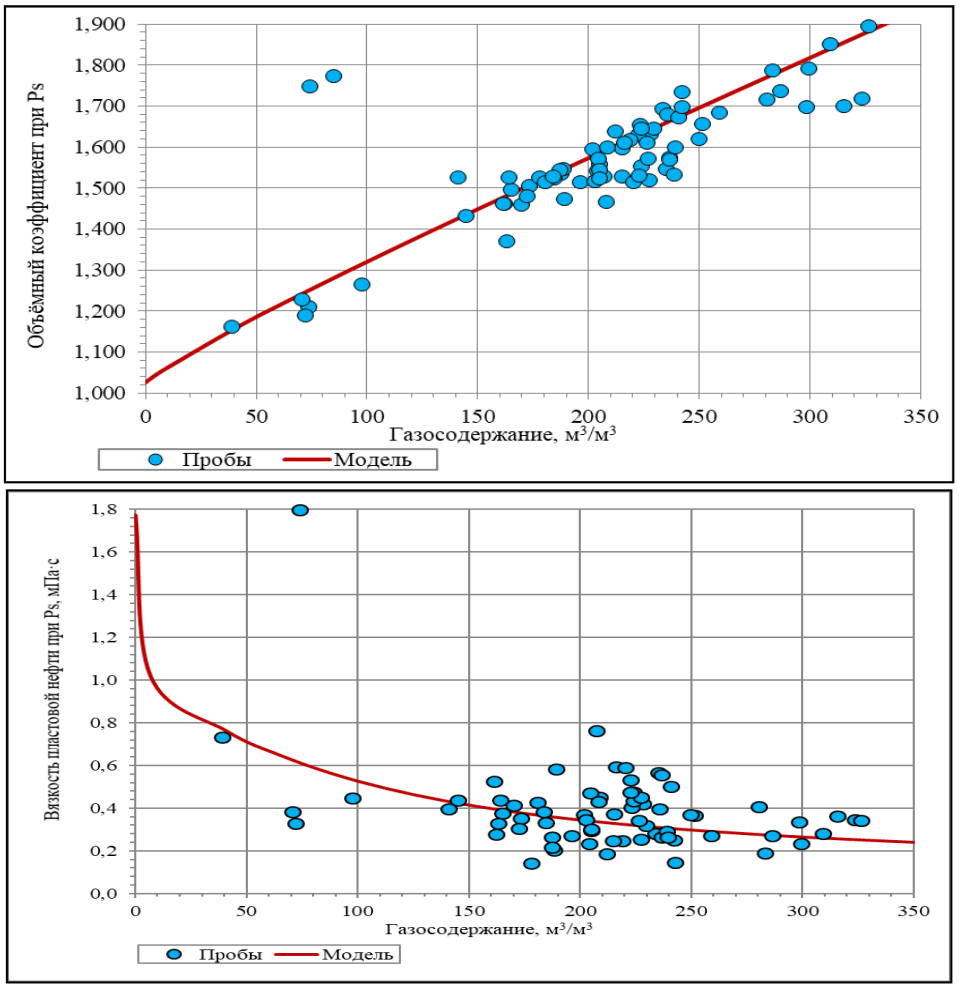


Рисунок 3.3.5 – График зависимости свойств PVT композиционной модели к результатам лаб. исследования

Для моделирования PVT-модель Black Oil использовался Petrel Fluid Model, позволяющий, используя данные физико-химических исследований нефти, газа и воды, которые вводятся при помощи таблиц и определяющих диапазон возможных изменений в процессе моделирования, создать модель пластовых флюидов. В зависимости от качества и количества исследований это позволяет реализовать реальные условия резервуара. Для этого были собраны, проанализированы и усреднены следующие данные исследований пластовой нефти:

1. Плотность поверхностная/пластовая;
2. Вязкость в пластовых условиях;
3. Давления насыщения нефти газом;
4. Объемный коэффициент;
5. Газосодержание нефти;
6. Сжимаемость;
7. Температура.

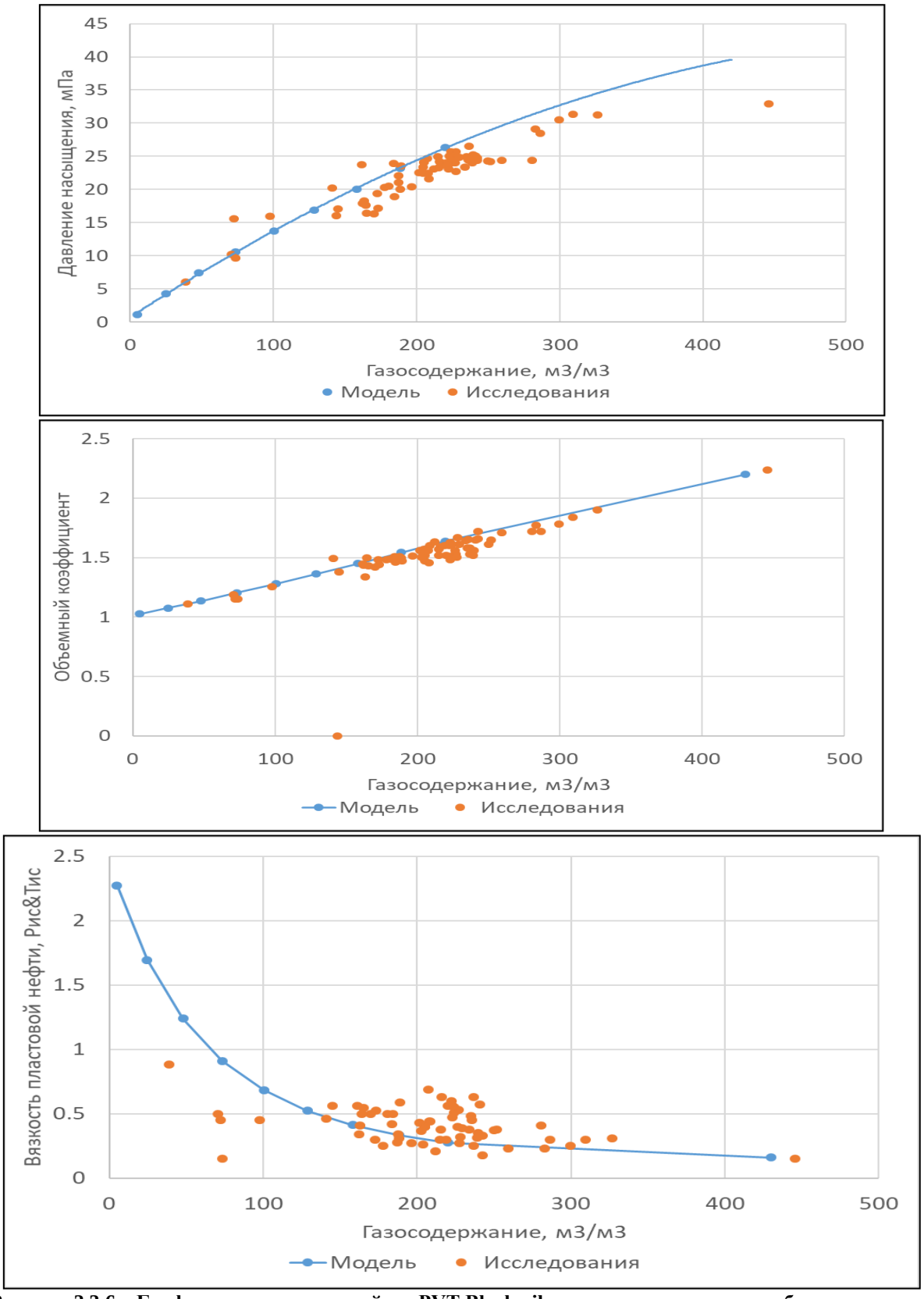


Рисунок 3.3.6 – График зависимости свойств PVT Black oil модели к результатам лаб. исследования

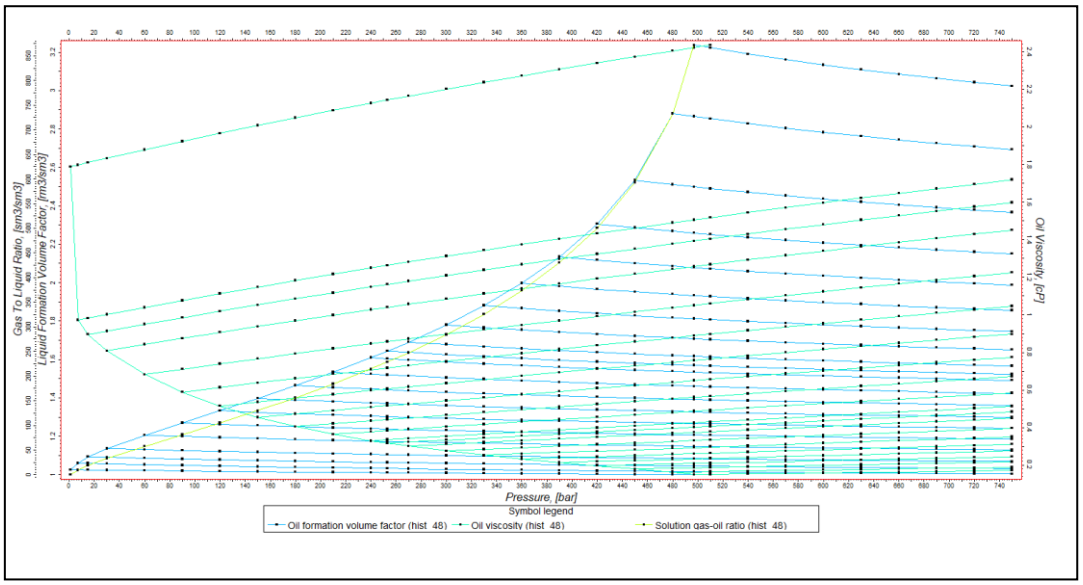


Рисунок 3.3.7 – PVT модель - Black oil, построенная в Petrel Fluid Model

В рамках отчета «Пересчет запасов нефти месторождения Алибекмола» был составлен отчет по обоснованию состава и свойств пластового флюида к подсчёту запасов.

Начальные условия равновесия

Задание начальных условий в пласте означает задание распределения давлений и насыщенностей по ячейкам на нулевой момент времени, соответствующий статическому равновесию пласта, также заданию флюидных контактов. С помощью данных капиллярного давления, заданных ранее, симулятор определяет куб насыщенности при равновесии и, соответственно определяет геологические запасы. В данной гидродинамической модели начальное распределение флюидов соответствует геологической модели и для задания равновесных условий были установлены контакты.

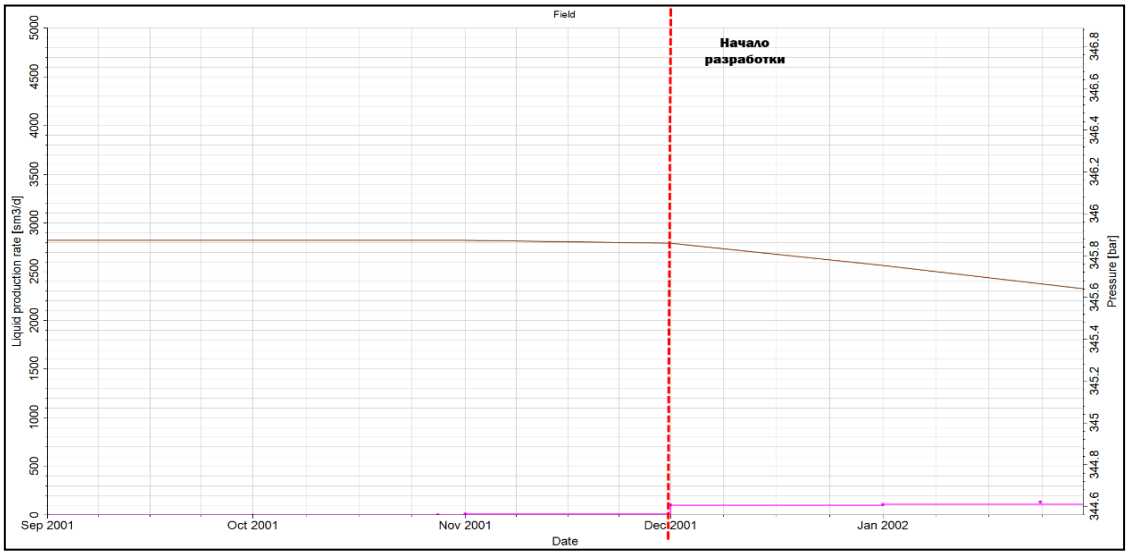


Рисунок 3.3.8 – Пластовое давление до начала разработки

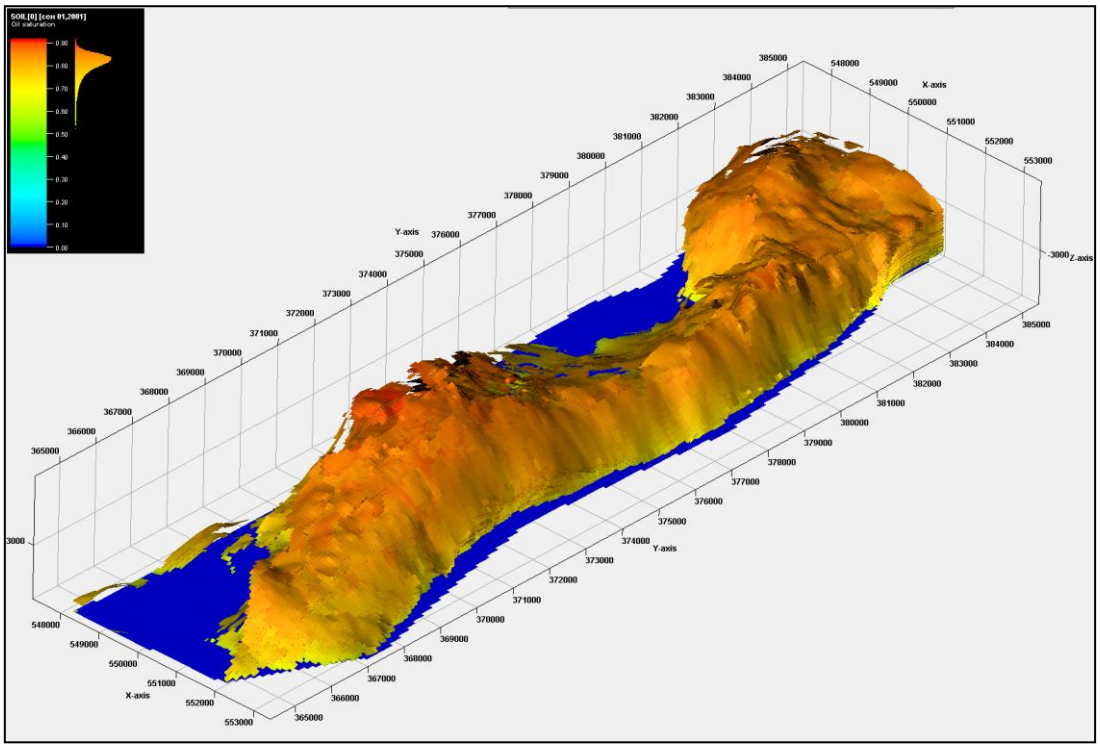


Рисунок 3.3.9 – Куб начальной нефтенасыщенности

Ниже приведена таблица сопоставления начальных запасов нефти, после задания начальных условий.

Таблица 3.3.2 – Сопоставление запасов нефти ГМ и ГДМ по толще КТ-II

Модель	Эффективный объем продуктивных пород, тыс. м3	Эффективный поровый объем продуктивных пород, тыс. м3	Эффективный поровый нефтенасыщенный объем,. м3	Начальные геологические запасы, тыс.т
Геологическая модель	2590897	220382	178994	100955
ПЗ-2021	2566302	217806	177289	100370
Гидродинамическая модель	2590897	220382	178994	99802
Разница ГДМ / ГМ, %	0	0	0	-1,1
Разница ГДМ / ПЗ, %	1	1.2	1	-0.5

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС, по следующей формуле:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \qquad (3.4.1)$$

где:

k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;
S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости, оптимальной депрессии и других параметров взяты по результатам ГДИС рассчитываемой скважины или, при отсутствии исследований, по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Промышленная нефтегазоносность месторождения Алибекмола связана с подсолевым каменноугольным комплексом отложений, к которым приурочены две продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, разделенные 540-метровой межкарбонатной толщей пород (МКТ), где на отдельных участках также выделены нефтенасыщенные пласты коллектора.

Геолого-физическая характеристика пластов приводится в таблице 3.4.1.

Основные запасы углеводородов сосредоточены в нижней карбонатной толще КТ-II, которая с учетом геофизических реперов и возраста отложений делится на четыре пласта: КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3 и КТ-II-II-4. Все пласты в той или иной степени подключены в разработку. На данный момент в большинстве скважин пласты эксплуатируются совместно.

В рамках «ПР-2021г» толща КТ-II выделена как основной объект разработки. В виду недоизученности добывных возможностей пластов-коллекторов, а также незначительности запасов толща КТ-I и МКТ выделены в качестве возвратных объектов.

Продуктивные пласты толщи КТ-II характеризуются следующими геолого-физическими параметрами, определившими принятие решений по их объединению в единый эксплуатационный объект:

- площади нефтеносности продуктивных пластов полностью перекрываются в плане;
- пласты имеют единый ВНК;
- фильтрационно-емкостные и начальные энергетические характеристики пластов близки по своим значениям;
- физико-химические свойства пластовых флюидов (плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент) пластов очень схожи по своим значениям;
- минимальное значение глинистой перемычки между основными пластами составляет 1 метр;
- плотность запасов первого (КТ-II-I-1) и последнего (КТ-II-II-4) пластов не достаточна для рентабельного нефтеизвлечения при самостоятельной сетке скважин. В этой связи, разукрупнение по пачкам проводить не выгодно, поскольку при разумных плотностях сеток скважин разрабатывать пачки КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3, КТ-II-II-4 становится нерентабельно.

Исходя из вышеперечисленных факторов, в рамках данного проекта на месторождении выделено один самостоятельный объект разработки - КТ-II. В виду малой

изученности, а также незначительности запасов нефти продуктивные залежи МКТ (пласт 2), КТ-I выделяются в качестве возвратных.

Таким образом выделение объектов выглядит следующим образом:

- Объект I (толща КТ-II);
- Возвратный объект МКТ (пласт 2);
- Возвратный объект КТ-I.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) на дату отчета

Параметры		Объект										
		Возвратный	Возвратный	I								
				КТ-II								
		КТ-I	МКТ	Южный свод				Северный свод				Всего по КТ-II
				КТ-II-I-1	КТ-II-I-2	КТ-II-II-3	КТ-II-II-4	КТ-II-I-1	КТ-II-I-2	КТ-II- II-3	КТ-II- II-4	
Средняя глубина залегания, м		**-1722**	**-2490**	**-2831**	**-3016**	**-3100**	**-3250**	**-2901**	**-3053**	**-3170**	**-3350**	
Тип залежи		массивно-пластовая										
Тип коллектора		поровый										
Площадь нефтегазоносности, тыс. м2 (В+С1)		16288	2406	46636	38421	29888	3058	20669	17688	15876	3030	57481
Средняя эффек.общая толщина коллектора, м		61,9	6,4	14,2	21,9	65,5	10,5	14,6	31,3	44,3	43,5	101,2
Средняя газонасыщенная толщ коллектора, м		18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средняя нефтенасыщенная толщ. кол., м		20,9	8,2	14,0	23,4	58,4	7,8	14,6	31,7	37,4	10,2	92,4
Пористость по керну, д.ед		0,11	-	0,12	0,097	0,1	-	0,55	0,11	0,11	-	0,10
Пористость по ГИС, д.ед		0,1	0,07	0,06	0,07	0,07	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.		0,77	0,76	0,84	0,83	0,81	0,77	0,79	0,7	0,79	0,75	0,82
Проницаемость, *10-3мкм2 (доб/нагн)				0,71/0,56				0,931/0,22				
Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,14	0,07	0,07	0,19	0,27	0,58	0,09	0,33	0,22	0,47	0,28
Коэффициент расчлененности, доли ед.		20	6,7	6,5	8,52	22,48	3,94	7,4	11	14,68	10,5	42
Начальная пластовая температура, ^{o}C												67
Начальное пластовое давление, МПа												35
Средняя продуктивность, т/(сут·МПа)				15,09				16,09				
Средняя приемистость, 10 м^3/(сут·МПа)				10,35				3,38				
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с		3,96	0,66	0,35								
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3		805,3	714,5	679,9								
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3		870,9	825,6	827,2								
Объемный коэффициент нефти, доли ед.		1,15	1,38	1,467								
Содержание серы в нефти, %		2,12	0,9	1,32								
Содержание парафина в нефти, %		13,58	1,36	3,52								
Давление насыщения нефти газом, МПа		14,8	11,4	25,2								
Газосодержание нефти, м^3/т		76,8	134,3	225,8								
Содержание стабильного конденсата, г/м^3		27,5	-	-								
Плотность воды в пластовых условиях, г/см3		1,090	-	1.058								
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т (Гос. Баланс)	$B+C_1$	9532	503	10650	26625	37628	482	4166	9734	11059	611	100955
	C_2		531	208			358	2812	5304	6010	215	14907
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т (Гос. Баланс)	$B+C_1$	1930	73	2833	7669	10347	124	992	2618	2732	135	27450
	C_2		55	42			69	502	1070	1113	35	2831
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед (утвержденный)	$B+C_1$	0,202	0,146	0,266	0,288	0,275	0,258	0,238	0,269	0,247	0,220	0,272
	C_2		0,110	0,200			0,194	0,179	0,202	0,185	0,165	

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Действующим проектным документом является «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола» с утвержденными технологическими показателями разработки по 2 варианту на период 2025-20227гг. (Протокол ЦКРР РК №57/1 от 21-22.11.2024г).

С учетом фактической реализации действующего проектного документа в настоящем отчете рассмотрено 2 варианта разработки, которые базируются на утвержденном варианте в рамках «ДПР-2024г» и учитывают анализ текущего состояния разработки залежей, принимая во внимание ухудшение энергетического состояния залежей, снижение дебитов нефти, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. В вариантах разработки рассмотрено уплотняющее бурение, усиление системы ППД, ввод в разработку возвратных объектов (КТ-I, МКТ), проведение одновременно-раздельной закачки, проведение ГТМ по проведению СКО, дострелов, водо- и газоизроляции, а также применение новой технологии по радиальному вскрытию пласта.

Первый вариант разработки

Первый вариант – базируется на утвержденном варианте разработки по объему бурения. В рамках ДПР-24г предусматривалось бурение 39 скважин, в том числе 37 вертикальных и 2 горизонтальные, при этом на дату проекта выполнено бурение 2 вертикальных скважин. Проведенный в настоящее время анализ выработки запасов, результатов бурения 2 новых вертикальных скважин №343 и №345 в 2025г, которые не подтвердили проектные дебиты нефти, и расположения проектных скважин показал, что не все запасы нефти вовлекаются в разработку и согласно планам бурения, утвержденного ДПР-24г достичь утвержденного коэффициента нефтеизвлечения невозможно. Часть запасов нефти расположены под охранной территорией реки и песков Кумжарган. В связи с этим в рамках настоящего отчета конструкция 5 вертикальных скважин была преобразована в наклонно-направленную, в зонах сосредоточения максимального количества остаточных запасов нефти, приходящихся на природоохранные территории. Данное изменение конструкции скважин позволяет повысить вовлеченность в разработку всех запасов нефти без увеличения количества скважин. Таким образом проектные решения по бурению включают в себя ввод из бурения 37 добывающих скважин в период 2026-2045гг, из которых 30 вертикальные, 2 горизонтальные и 5 – наклонно-направленные. С целью усиления системы ППД и улучшения энергетического состояния залежей предусмотрен перевод под нагнетание 15 скважин в период 2026-2055гг, в том числе 14 – в пределах основного I объекта и 1 единица в пределах возвратного горизонт КТ-I. С целью ввода в разработку возвратных объектов представленных КТ-I и МКТ предусмотрен

перевод под добычу 14 скважин, в том числе 13 единиц на горизонт КТ-I и 1 единицы на горизонт МКТ. Улучшение энергетического состояния в пределах возвратного объекта КТ-I планируется 3 нагнетательными скважинами, из которых в 3 единицах предусматривается совместная закачка воды с основным I объектом, посредством реализации технологии одновременно-раздельной закачки, в 2 скважинах предусмотрен перевод с основного объекта на возвратный и в 1 скважине перевод добывающей скважины под нагнетание. С целью увеличения охвата дренированием в добывающих скважинах предусмотрено проведение СКО в 1 скважине и дополнительного дострела интервалов в 7 скважинах. С целью борьбы с нарастающей обводненностью и ростом газового фактора предусмотрено проведение ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока в 7 скважинах и газопритока в 3 скважинах.

Второй вариант разработки (рекомендуемый)

Второй вариант разработки основан на первом и предусматривает применение новой технологии по повышению нефтеотдачи – радиального вскрытия пласта в 6 скважинах начиная 2027 года, с целью использования потенциала существующих скважин, увеличения зоны дренирования и вовлечения в разработку слабодренируемых запасов. Таким образом, второй вариант предусматривает дальнейшее разбуривание залежи, путем ввода из бурения 32 добывающих скважин в период 2026-2044гг, из которых 25 вертикальные, 2 горизонтальные и 5 – наклонно-направленные, проведение РВП в 6 скважинах в период 2027-2036гг. Проектные решения по усилению системы ППД, переходу на возвратные объекты и проведение геолого-технических мероприятий повторяют проектные решения 1 варианта разработки. С целью усиления системы ППД и улучшения энергетического состояния залежей предусмотрен перевод под нагнетание 15 скважин в период 2026-2055гг, в том числе 14 – в пределах основного I объекта и 1 единица в пределах возвратного горизонт КТ-I. С целью ввода в разработку возвратных объектов представленных КТ-I и МКТ предусмотрен перевод под добычу 14 скважин, в том числе 13 единиц на горизонт КТ-I и 1 единицы на горизонт МКТ. Улучшение энергетического состояния в пределах возвратного объекта КТ-I планируется 3 нагнетательными скважинами, из которых в 3 единицах предусматривается совместная закачка воды с основным I объектом, посредством реализации технологии одновременно-раздельной закачки, в 2 скважинах предусмотрен перевод с основного объекта на возвратный и в 1 скважине перевод добывающей скважины под нагнетание. С целью увеличения охвата дренированием в добывающих скважинах предусмотрено проведение СКО в 1 скважине и ПВР в 7 скважинах. С целью борьбы с нарастающей обводненностью и ростом газового фактора предусмотрено проведение РИР по ограничению водопритока в 7 скважинах и газопритока в 3 скважинах.

Таблица 3.4.2 – Исходные характеристики вариантов разработки

Характеристики	Вариант	
	1	2
Фонд скважин для бурения, ед.	37	32
в т.ч. добывающих вертикальных	30	25
горизонтальных	2	2
наклонно-направленных	5	5
Перевод под закачку воды, ед.	15	15
Проведение РВП	0	6
Проведение ЗБГС	0	1
Проведение СКО в добывающих скважинах, ед.	1	1
Проведение РИР (водоизоляция)	7	7
Проведение РИР (газоизоляция)	3	3
Проведение ПВЛГ в добывающих скважинах, ед.	14	14
Проведение ОРЗ в нагнетательной скважине, ед.	3	3
Проведение ПВЛГ под нагнетание добывающих скважин, ед	3	3

Таблица 3.4.3 – Адресная программа ГТМ по 2 рекомендуемому варианту разработки

№ скважины	Год	Объект	Вид мероприятия	Тип скважины	Прооектный дебит нефти, т/сут
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
351	2026	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	35,5
346	2026	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	35,5
352	2027	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	35,5
508	2027	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	17,5
ГС-1	2027	I	Бурение добывающей скважины	Горизонтальная	48,2
501Н	2028	I	Бурение добывающей скважины	Наклонно-направленная	43,2
502Н	2028	I	Бурение добывающей скважины	Наклонно-направленная	43,2
505Н	2029	I	Бурение добывающей скважины	Наклонно-направленная	42,3
503Н	2030	I	Бурение добывающей скважины	Наклонно-направленная	44,8
356	2031	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	34,0
ГС-2	2032	I	Бурение добывающей скважины	Горизонтальная	98,0
348	2033	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	58,0
353	2033	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	57,2
354	2034	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	54,3
355	2034	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	54,3
347	2035	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	54,2
357	2036	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	53,1
349Н	2037	I	Бурение добывающей скважины	Наклонно-направленная	55,0
359	2038	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	52,0
360	2038	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	52,0
361	2039	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	48,0
509	2039	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	45,0
362	2040	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	45,0
363	2040	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	38,0
365	2041	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	37,5
364	2041	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	37,0
366	2042	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	37,0
367	2042	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	35,7
368	2043	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	35,1

№ скважины	Год	Объект	Вид мероприятия	Тип скважины	Прооектный дебит нефти, т/сут
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
369	2043	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	34,8
372	2044	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	32,0
373	2044	I	Бурение добывающей скважины	Вертикальная	32,0
62	2028	I	Ввод добывающей скважины из прочих категорий+проведение ЗБГС		21,2
28	2027	I	Ввод добывающей скважины из прочих категорий + проведение РВП		12,7
203	2029	I	Проведение РВП в добывающей скважине, ед.		18,3
6В	2030	I	Проведение РВП в добывающей скважине, ед.		33,0
107	2031	I	Проведение РВП в добывающей скважине, ед.		22,3
507	2035	I	Проведение РВП в добывающей скважине, ед.		20,8
111	2036	I	Проведение РВП в добывающей скважине, ед.		19,3
137	2026	I	Ввод нагнетательной скважины из бездействия		
211	2026	I	Остановка скважины нагнетательной скважины		
213	2027	I	Остановка скважины нагнетательной скважины		
145	2026	I	Перевод под нагнетание		
148	2027	I	Перевод под нагнетание		
103	2027	I	Перевод под нагнетание		
27	2028	I	Перевод под нагнетание		
212	2028	I	Перевод под нагнетание		
56	2029	I	Перевод под нагнетание		
104	2031	I	Перевод под нагнетание		
505	2035	I	Перевод под нагнетание		
113	2037	I	Перевод под нагнетание		
102	2038	I	Перевод под нагнетание		
348	2043	I	Перевод под нагнетание		
109	2044	I	Перевод под нагнетание		
347	2046	I	Перевод под нагнетание		
352	2055	I	Перевод под нагнетание		
345	2026	I	Проведение ПВР в добывающей скважине, ед.		
312	2026	I	Проведение ПВР в добывающей скважине, ед.		
311	2027	I	Проведение ПВР в добывающей скважине, ед.		
107	2028	I	Проведение ПВР в добывающей скважине, ед.		
135	2029	I	Проведение ПВР в добывающей скважине, ед.		
05В	2030	I	Проведение ПВР в добывающей скважине, ед.		
343	2031	I	Проведение ПВР в добывающей скважине, ед.		
26	2026	I	Проведение СКО в добывающей скважине		
А03А	2028	I	Проведение РИР в добывающей скважине (водоизоляция), ед.		
А312	2029	I	Проведение РИР в добывающей скважине (водоизоляция), ед.		
А142	2030	I	Проведение РИР в добывающей скважине (водоизоляция), ед.		
А136	2031	I	Проведение РИР в добывающей скважине (водоизоляция), ед.		
141	2032	I	Проведение РИР в добывающей скважине (водоизоляция), ед.		
13В	2033	I	Проведение РИР в добывающей скважине (водоизоляция), ед.		
А09В	2034	I	Проведение РИР в добывающей скважине (водоизоляция), ед.		
10А	2029	I	Проведение РИР в добывающей скважине (газоизолция) , ед.		
323	2030	I	Проведение РИР в добывающей скважине (газоизолция) , ед.		

№ скважины	Год	Объект	Вид мероприятия	Тип скважины	Прооектный дебит нефти, т/сут
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
20В	2031	I	Проведение РИР в добывающей скважине (газоизолция) , ед.		
118	2026	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
131	2026	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
06А	2026	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
07В	2027	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
134	2028	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
127	2031	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
122	2029	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
26	2030	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
58	2030	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
121	2029	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
01В	2032	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
05В	2033	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
116	2034	КТ-I	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
107	2045	МКТ	Перевод добывающей скважины на другой горизонт		
207	2028	КТ-I	Ввод нагнетательной скважины из бездействия+ПВЛГ		
54	2029	КТ-I	Проведение ОРЗ в нагнетательной скважине, ед.		
209	2032	КТ-I	Проведение ОРЗ в нагнетательной скважине, ед.		
53	2033	КТ-I	Проведение ОРЗ в нагнетательной скважине, ед.		
115	2033	КТ-I	Перевод нагнетательной скважины на другой горизонт		
134	2034	КТ-I	Перевод под нагнетание		

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В соответствии с проектными решениями разработка объекта осуществляется с поддержанием пластового давления. Закачка воды начата в 2004г. Для закачки используется попутно-пластовая вода подтоварная вода, которая после подготовки подается на нагнетательные скважины под давлением.

При дальнейшей разработке изменений по источникам водоснабжения системы ППД не предусматривается, т.е. основным источником воды для системы ППД месторождения будет являться подтоварная вода. Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5.

Анализ трассерных исследований, а также результаты исследований прибором “FMI”, выполненных в предыдущие годы, указывают на существование сети микротрещин, которые также влияют на обводнение добывающих скважин, отдаленных от нагнетательных. Трещины являются хорошими проводниками для воды, вследствие чего вытеснение не будет равномерным и объемным, и происходит преждевременное обводнение и циркуляция воды, оставляя при этом целики нефти, в зонах большой концентрации трещин. С целью увеличения эффективности закачки рекомендуется применение потокоотклоняющих технологии, которое приводятся более подробно в главе 12. Идея заключается в закачке агента, который закупоривает трещины до определенной глубины (до нескольких сотен метров по программе), тем самым снижая циркуляцию воды по пласту и увеличивая вытеснение нефти матрицы.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Адаптация по месторождению

При адаптации истории разработки месторождения, его части или объекта оценивается достоверность входных параметров, и уточняются:

- параметры внешней области;
- геологическая и фильтрационная модели и запасы нефти и газа;
- фильтрационные и емкостные параметры объекта;
- функции относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды;
- энергетическая характеристика объекта;
- характер вскрытия нефтяного пласта в скважинах (забойные давления, скин-фактор).

Воспроизведение истории разработки проведено на основе стандартного подхода, в основу которого положены следующие допущения:

1. История разработки моделировалась заданием на скважинах фактических отборов нефти, газа и воды, а также коэффициента эксплуатации.

2. В процессе воспроизведения истории разработки уточнялись модифицированные фазовые проницаемости и абсолютная проницаемость.

Для каждой скважины был создан входной исторический файл, который содержит всю необходимую информацию (интервал перфорации, связь с координатной сеткой (x, y, z), внутренний диаметр колонны и т.д.).

На основе базы данных по добыче был создан входной файл, содержащий исторические показатели добычи нефти, воды, газа и забойных давлений по гидродинамическим моделям за период с 01.09.2001г по 01.10.2026г.

Для анализа качества настройки модели на период истории были произведены сравнения расчетного дебита нефти, воды и жидкости с историческими данными.

На рисунках 3.4.9 по 3.4.12 показаны графики адаптации дебита жидкости, нефти, воды и приемистости:

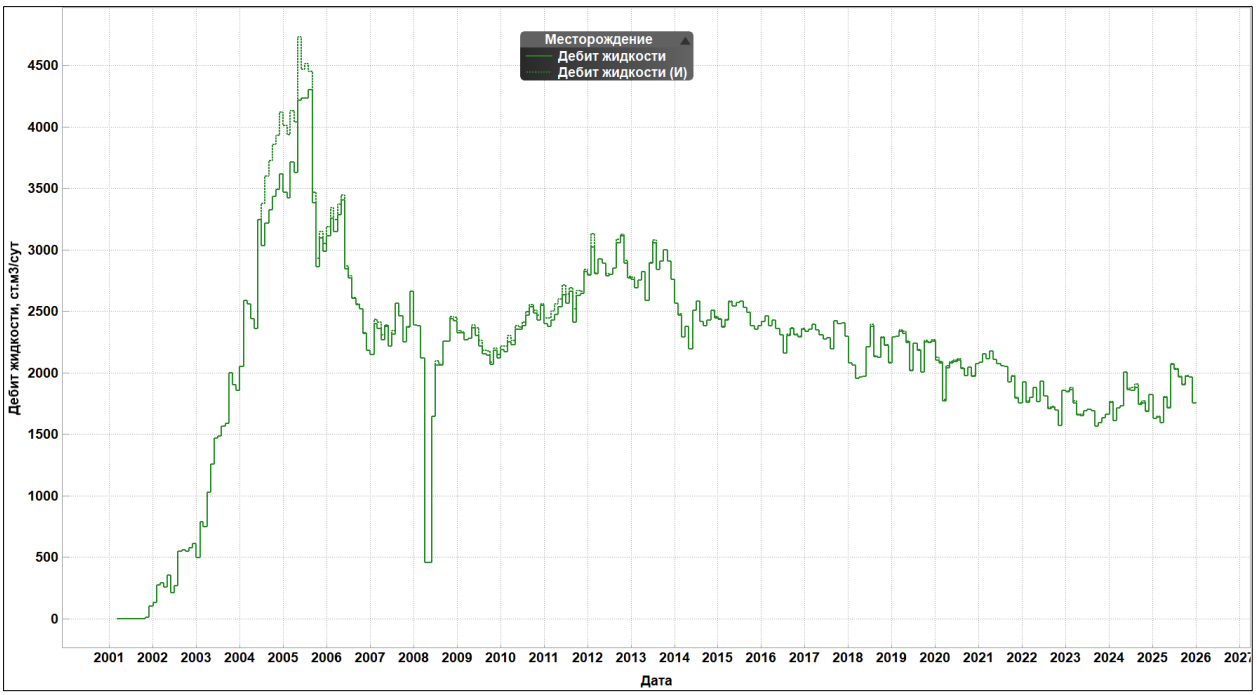


Рисунок 3.4.1 – Дебит жидкости по месторождению (линия-расчет, пунк.линия-факт)

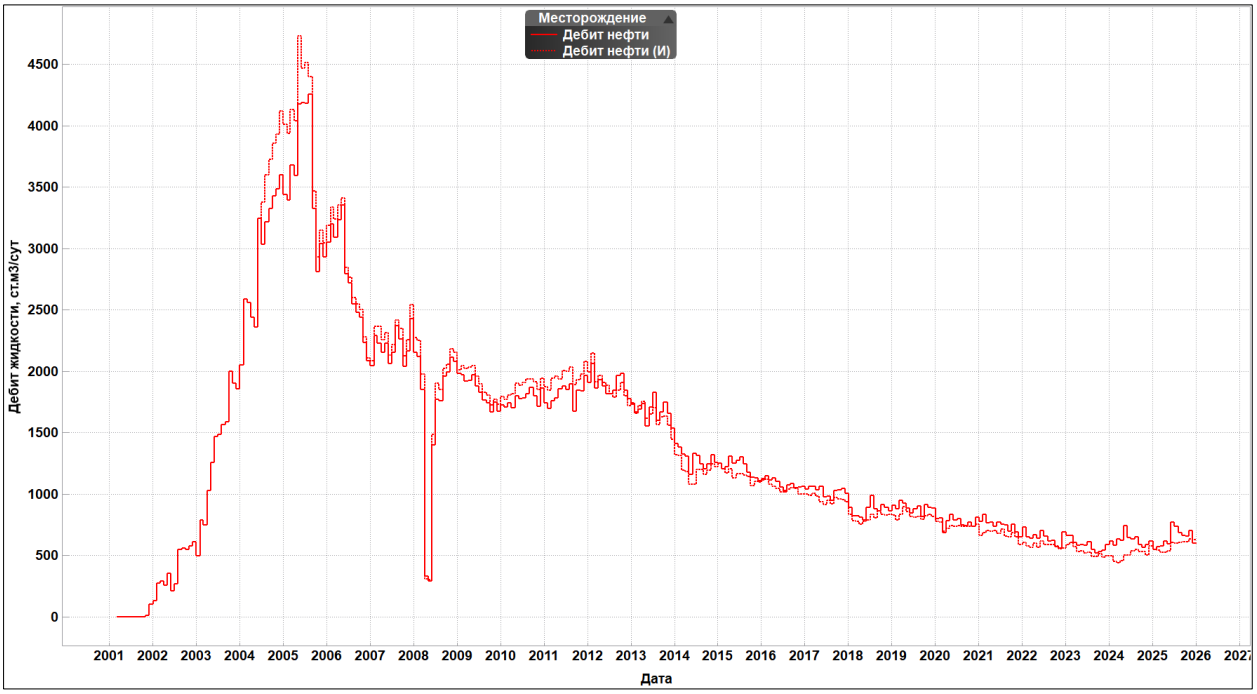


Рисунок 3.4.2 – Дебит нефти по месторождению (линия-расчет, пунк.линия-факт)

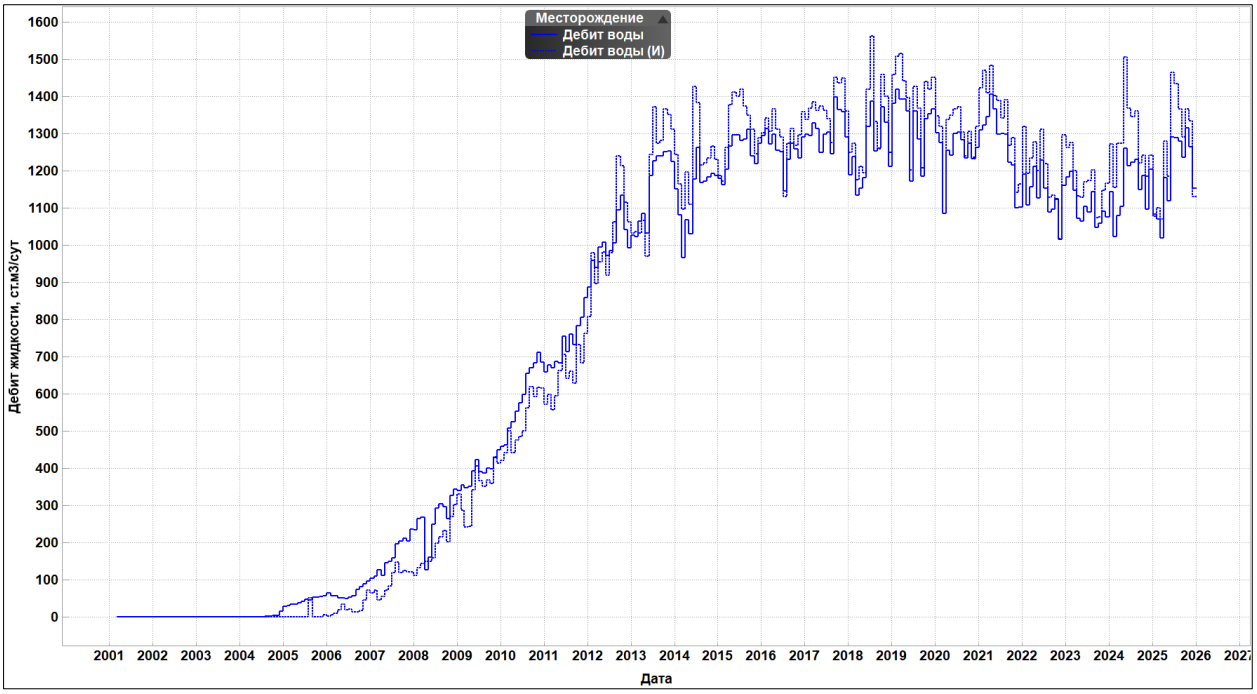


Рисунок 3.4.3 – Дебит воды по месторождению (линия-расчет, пунк.линия-факт)

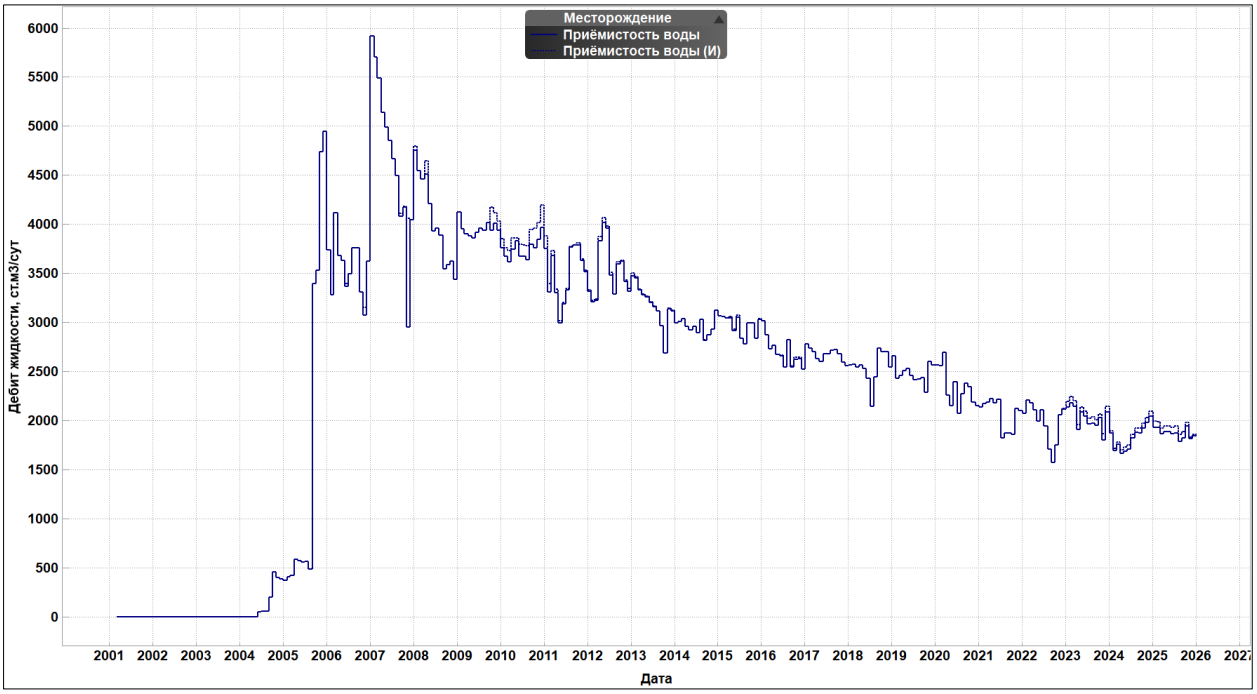


Рисунок 3.4.4 – Приемистость по месторождению (линия-расчет, пунк.линия-факт)

На рисунке 3.4.13 показаны графики адаптации накопленной добычи жидкости и нефти:

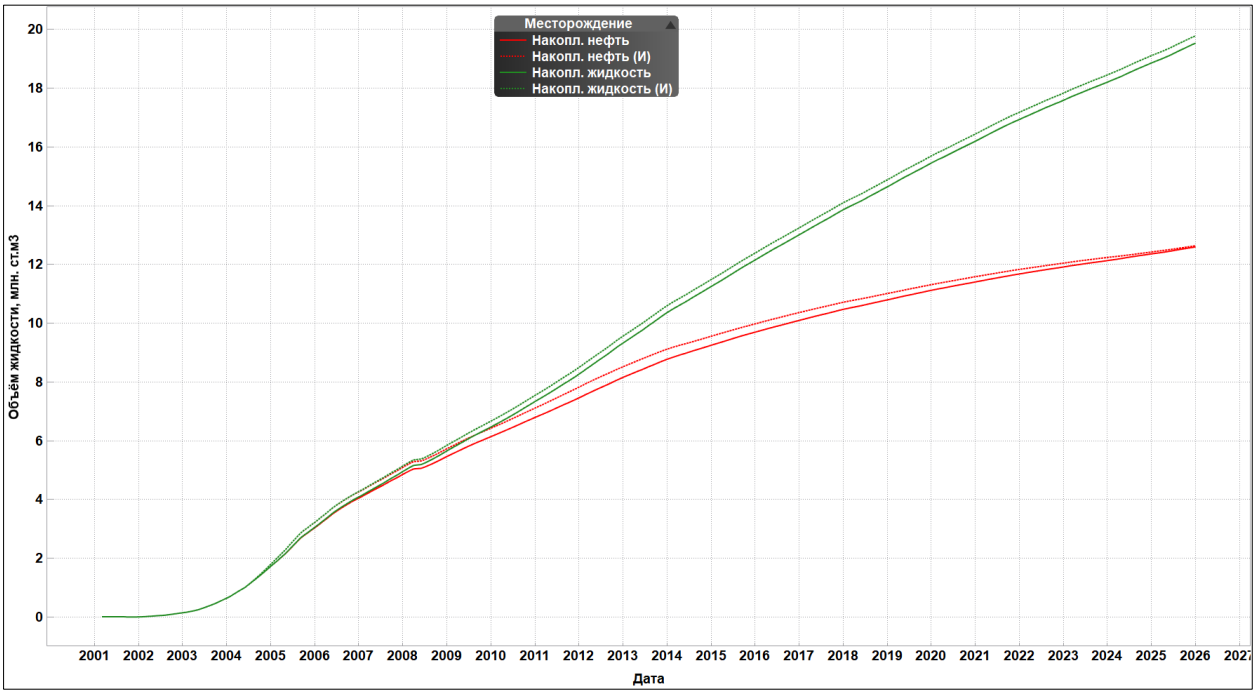


Рисунок 3.4.5 – Накопленная добыча жидкости, нефти (линия-расчет, пунк.линия-факт)

Отклонение накопленных показателей по добыче жидкости, нефти и газа по расчету к фактическим данным составляют 2.6, 0.4 и 32%, соответственно. Отклонение по показателям накопленной добычи жидкости, нефти и газа находятся в пределах допустимого значения, 5% для жидкости и нефти.

Отклонение накопленных показателей

Нефть

Показатель	Значение, ст.м³
Модель	12 596 993,24
История (И)	12 638 982,76
Отклонение	**41 989,52**
Отклонение, %	**0,33%**

Жидкость

Показатель	Значение, ст.м³
Модель	19 533 901,97
История (И)	19 784 610,22
Отклонение	**250 708,25**
Отклонение, %	**1,28%**

Вывод: По обоим показателям модель незначительно **занижает** накопленную добычу относительно истории. Отклонение по нефти составляет **0,33%**, по жидкости — **1,28%**, что укладывается в допустимый порог адаптации модели (как правило, ±5%).

Адаптация по скважинам

При адаптации истории было установлено, каким способом индивидуальные особенности модели воздействуют на дальнейшие показатели разработки. Для этого модель адаптировалась по сходимости динамики пластового давления при контроле по добыче жидкости.

В целом большая часть добывающих скважин имеет хорошую адаптацию по накопленной добыче жидкости и нефти.

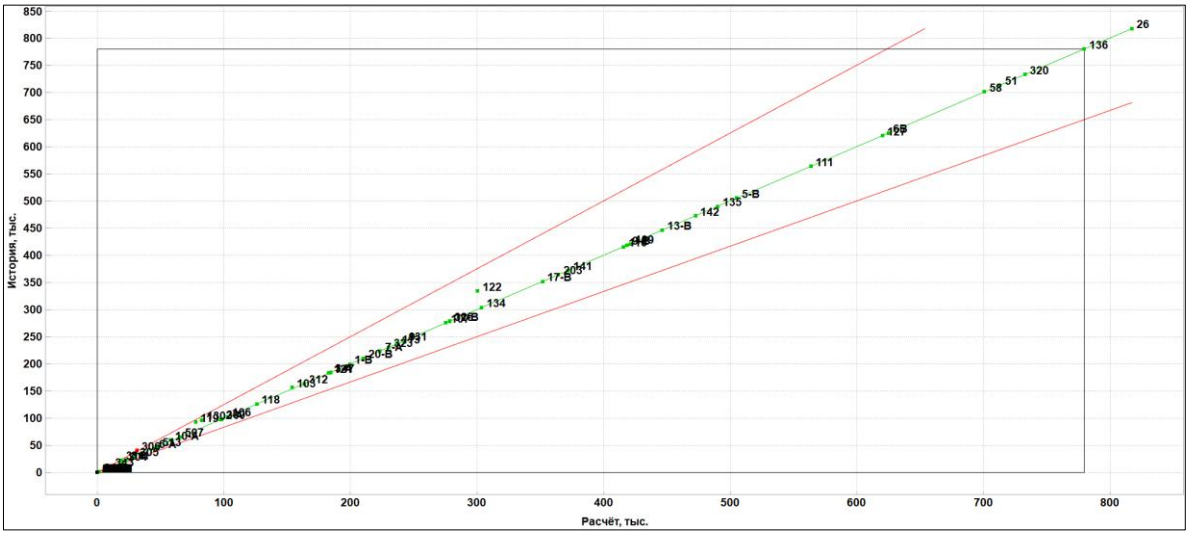


Рисунок 3.4.6 – Кросс-плот по накопленной добычи жидкости

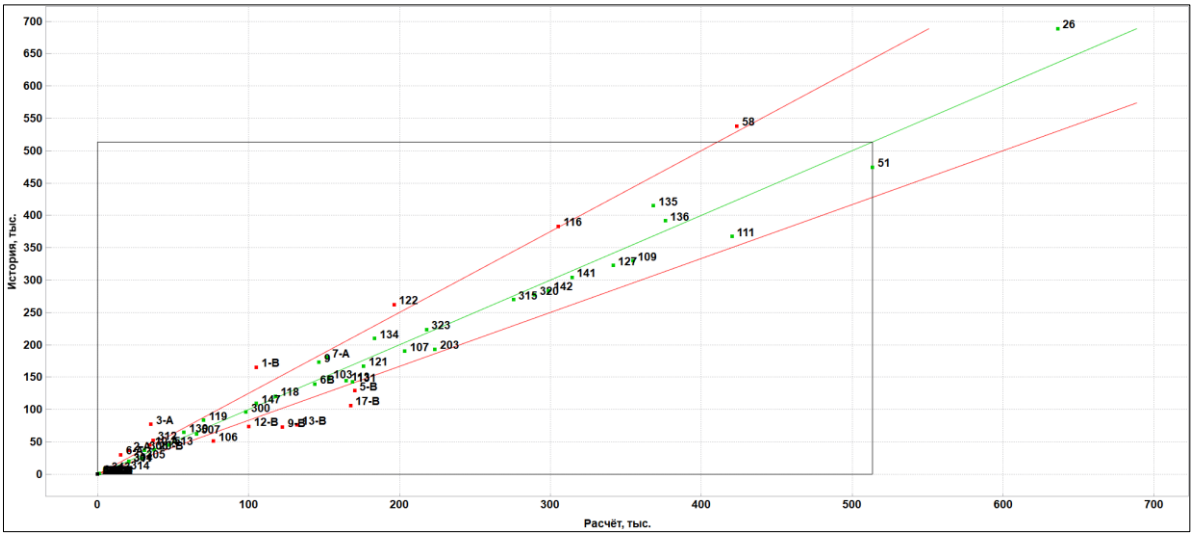


Рисунок 3.4.7 – Кросс-плот по накопленной добычи нефти

Ниже представлена адаптация дебита жидкости, нефти и забойного давления по целевым скважинам

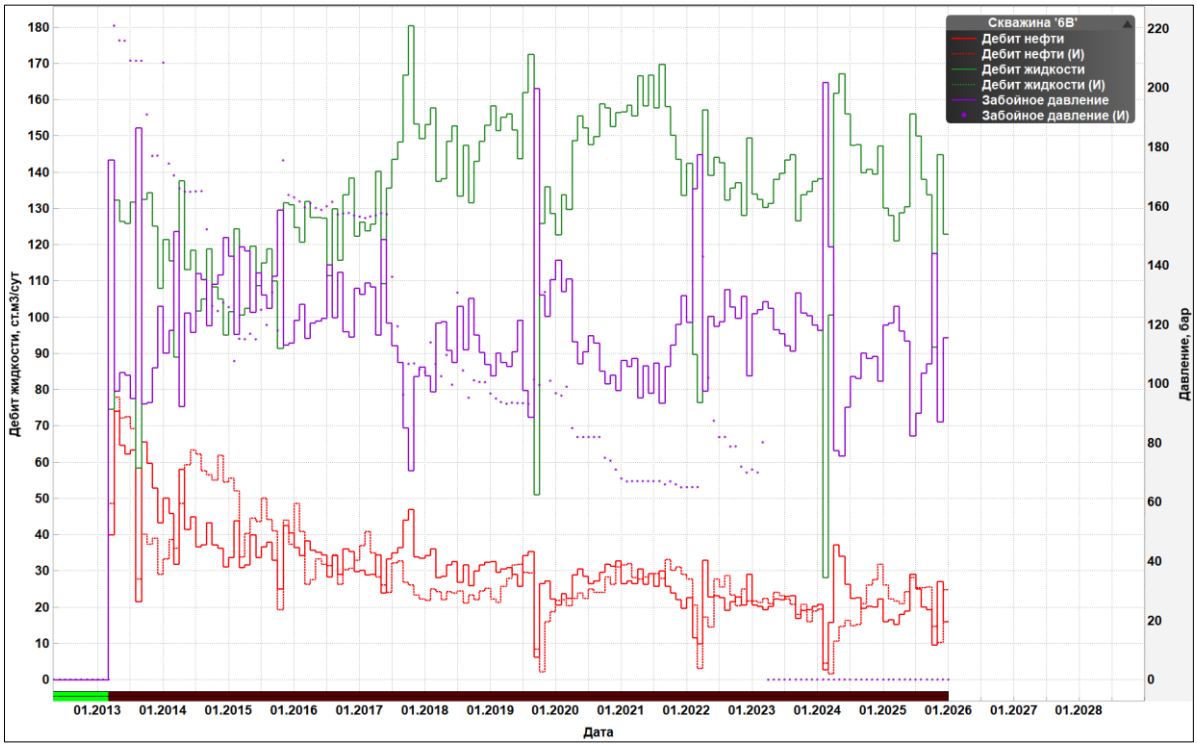


Рисунок 3.4.8 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №6-В

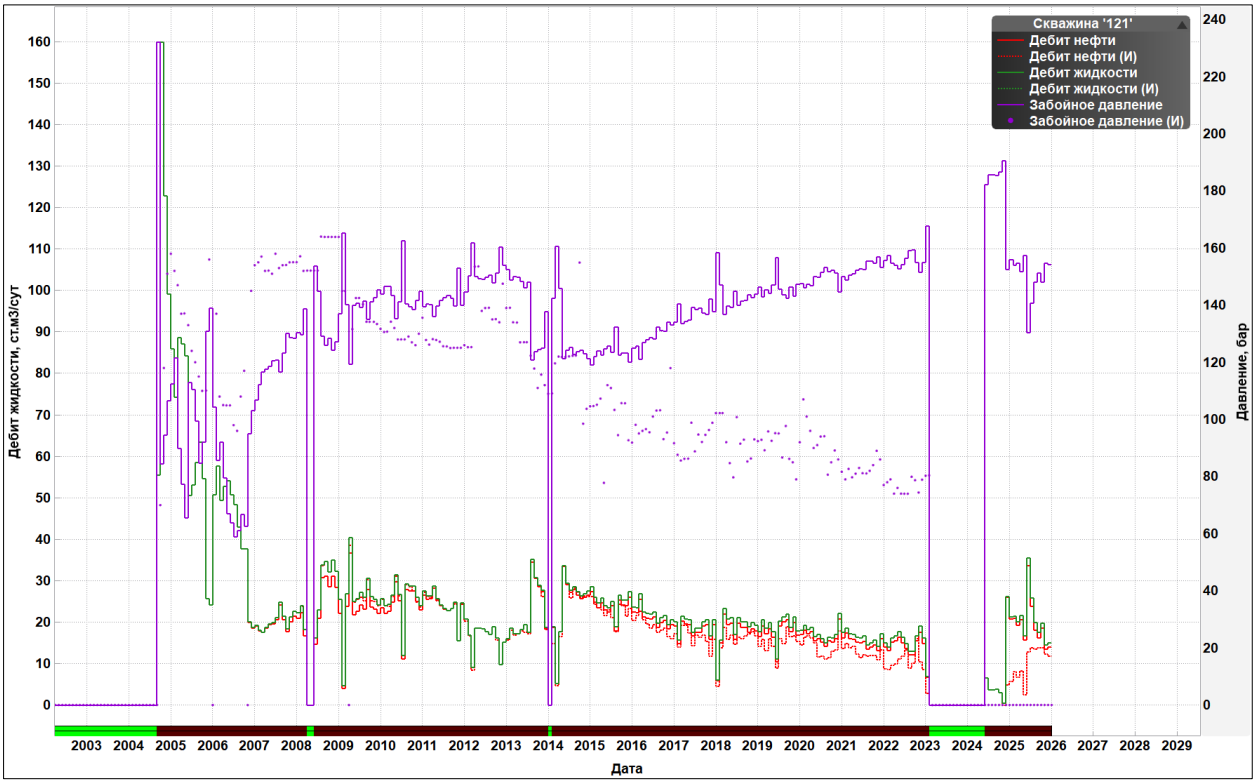


Рисунок 3.4.9 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №121

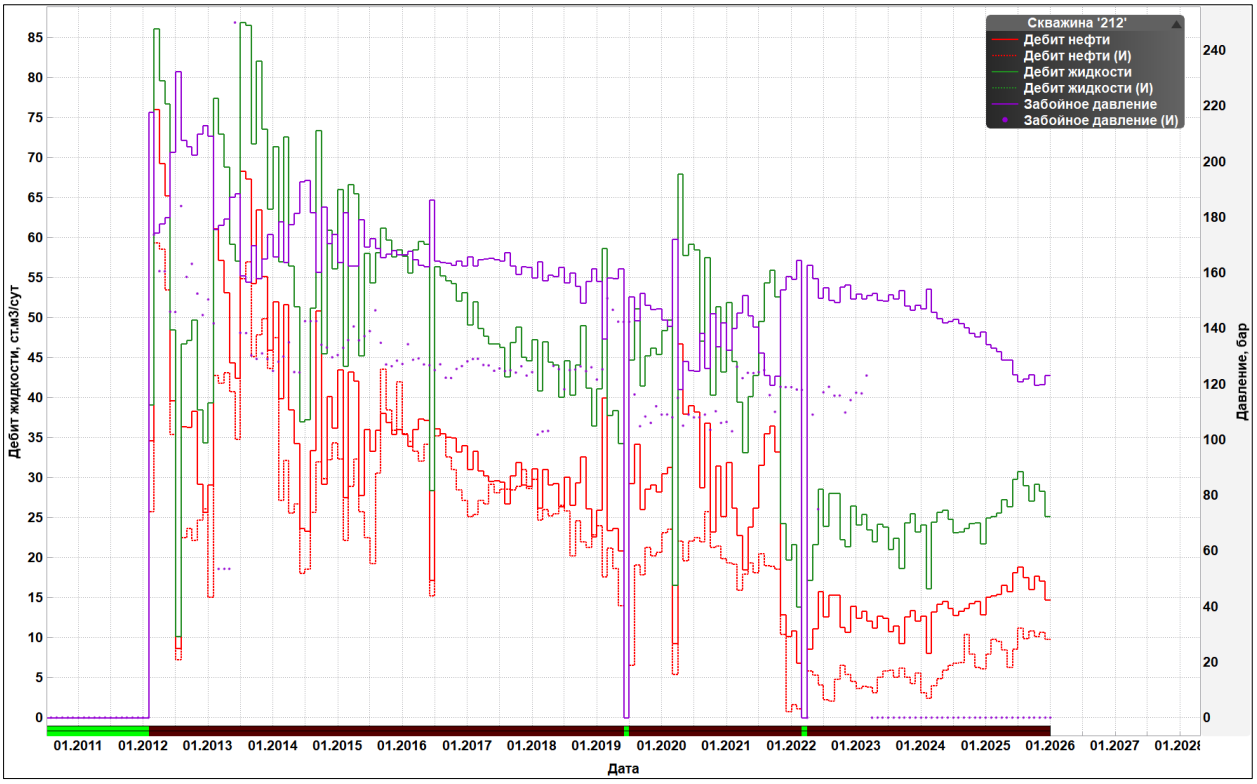


Рисунок 3.4.10 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №212

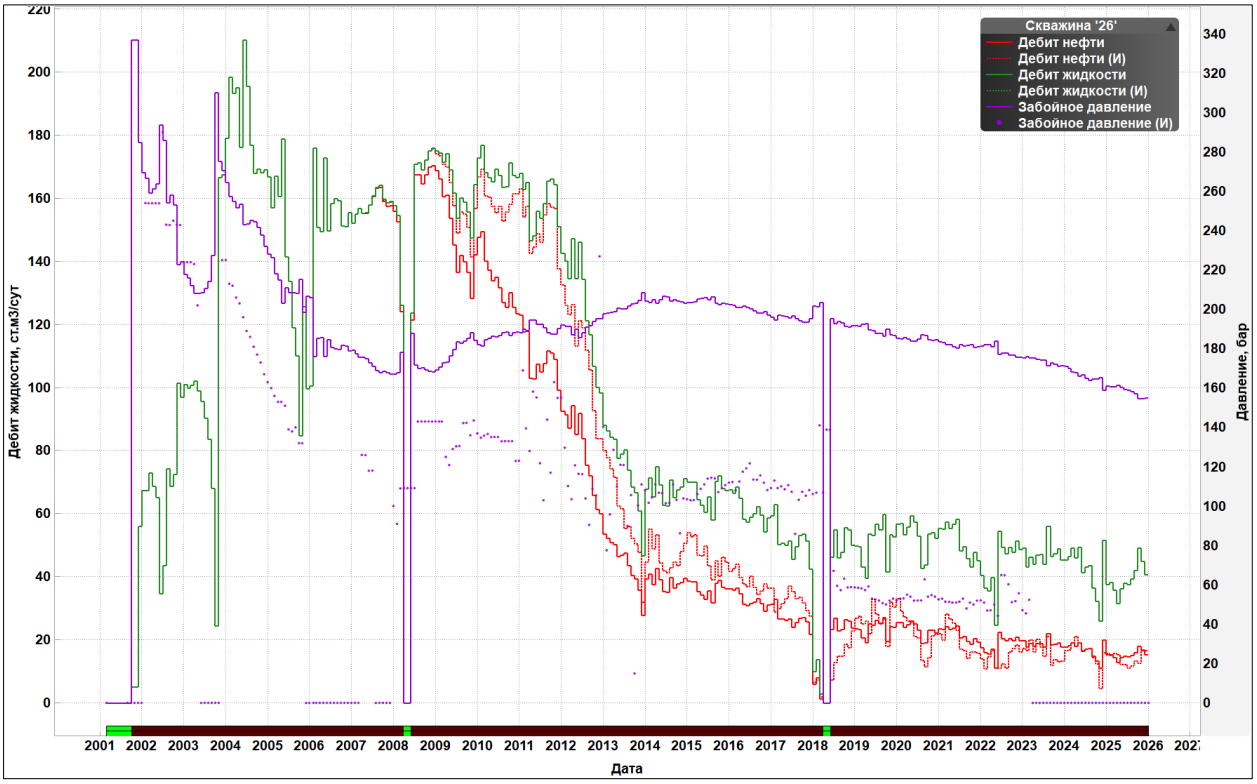


Рисунок 3.4.11 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №26

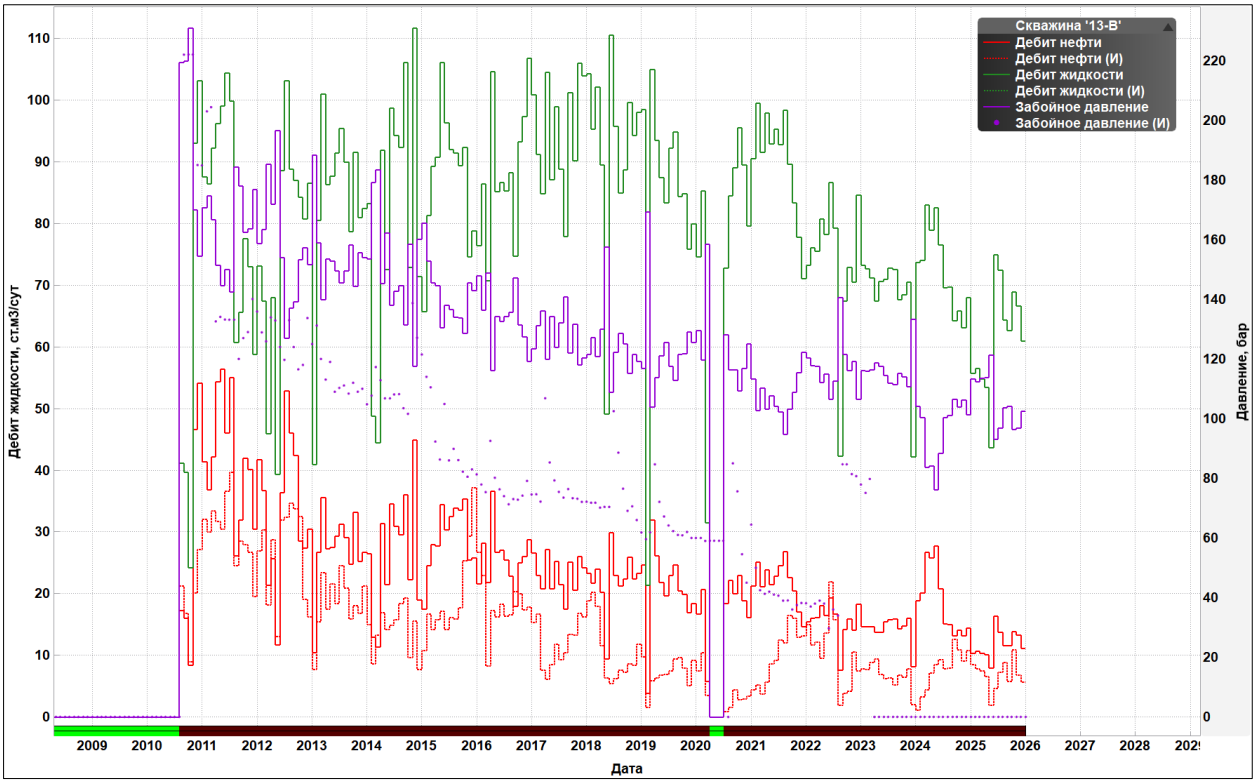


Рисунок 3.4.12 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №13в

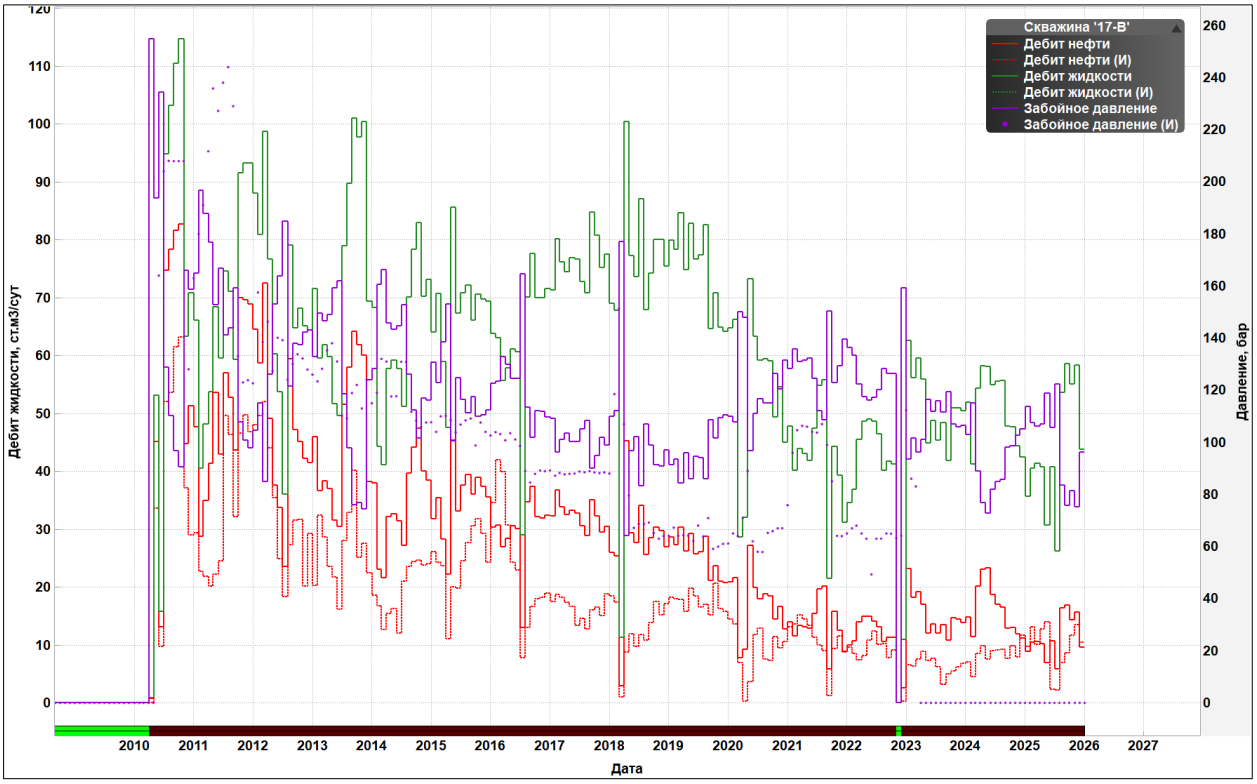


Рисунок 3.4.13 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №17в

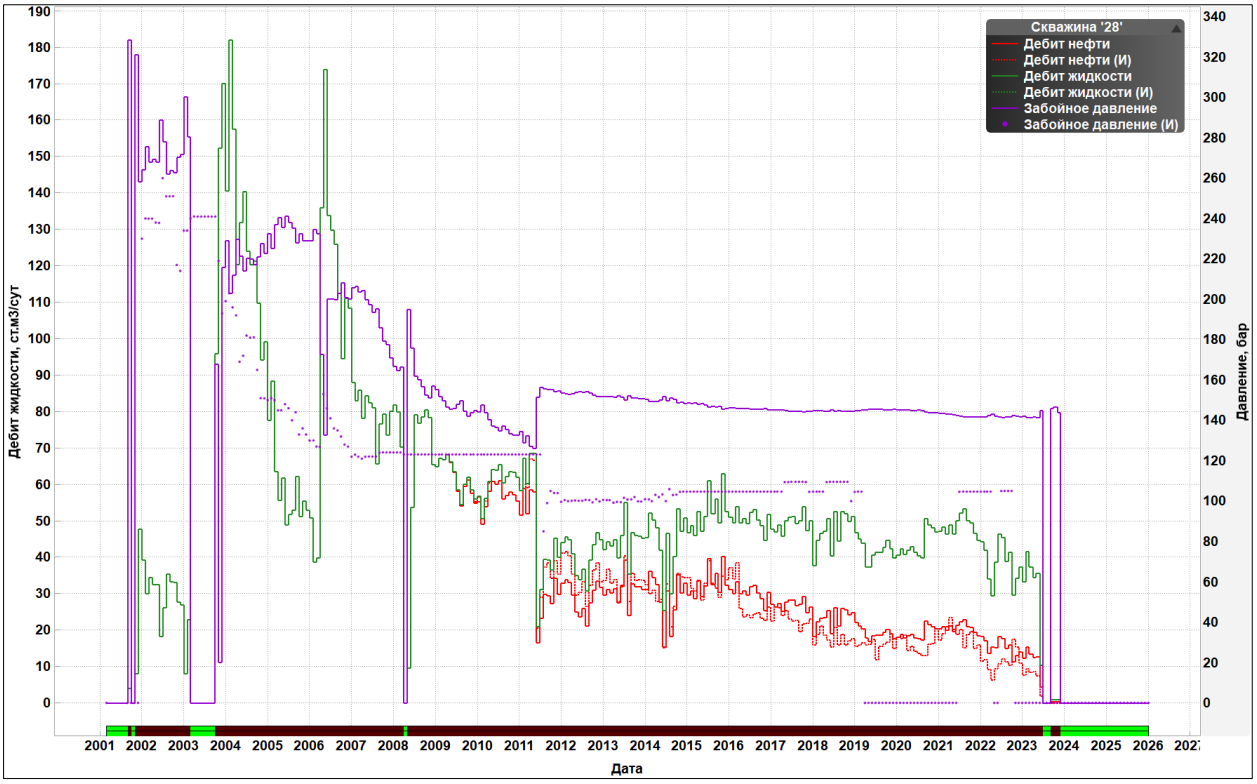


Рисунок 3.4.14 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №28

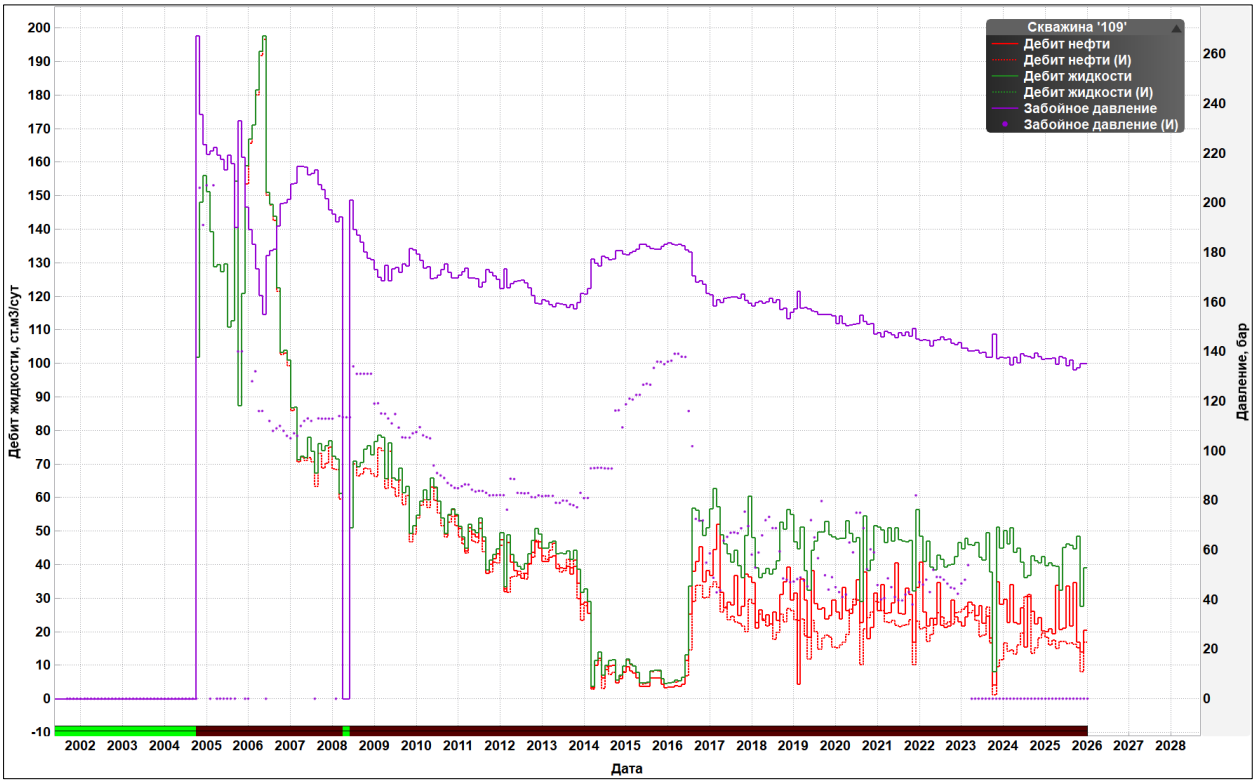


Рисунок 3.4.15 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №109

Выводы

Модель и исходные данные. Фильтрационная модель построена в Petrel с размерностью 62×211×673 и 335 764 активными ячейками. Тип флюида — Black Oil, тип коллектора — поровый. Для построения PVT-модели использованы 78 проб пластовой нефти; композиционная модель сконвертирована в Black Oil. Данная геолого-гидродинамическая модель была обновлена в 2024 году.

Начальные запасы. Расхождение между ГДМ и геологической моделью составляет −1,1% по начальным геологическим запасам, что является приемлемым результатом масштабирования.

Относительные фазовые проницаемости. Применён двухрегиональный подход (матрица и трещины): для трещин заданы «хорошие» ОФП по воде, для матрицы — по нефти. Кривые построены методом LET, нормированы к единице. Подход обеспечил эффективный инструмент адаптации.

Адаптация по месторождению. История моделировалась по фактическим отборам нефти, газа и воды за период 01.09.2001–01.10.2024 г. Для дальнейшего расчета технологических показателей гидродинамическая модель была обновлена на состояние 01.01.2026. Отклонение накопленной добычи нефти составило **0,33%**, жидкости — **1,28%** — оба показателя укладываются в допустимый порог **±5%**.

Адаптация по скважинам. Большинство добывающих скважин показывают хорошую сходимость по накопленной добыче жидкости и нефти, что подтверждается кросс-плотами и поскважинными графиками дебитов и забойных давлений.

Общий вывод. Гидродинамическая модель горизонта КТ-II месторождения Алибекмола качественно адаптирована на историю разработки. Высокая точность воспроизведения накопленных показателей свидетельствует о достоверности модели и её пригодности для прогнозных расчётов.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС, по следующей формуле:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \qquad (3.4.1)$$

где:

k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости, оптимальной депрессии и других параметров взяты по результатам ГДИС рассчитываемой скважины или, при отсутствии исследований, по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Обоснование охвата процессом вытеснения

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта.

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

$$K_1 = k_1^{'} \cdot k_1^{''},$$

где $k_1^{'}$ – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной $\left(\frac{h_{H\min}}{h_{эф.внз}}\right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$k_1^1 = 1 - \left(\frac{h_{H\min}}{h_{эф.внз}}\right)^2,$$

$$\frac{h_{H\min}}{h_{эф.внз}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B}\right)},$$

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

$\frac{B}{}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\frac{\mu_H}{\gamma_B}$ – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

$k_1^{''}$ – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов:

$$k_1^{''} = \exp\left(-W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2}\right),$$

где m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной и избирательной системе заводнения, если соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m \leq 3$, то $m_p = 1$;

W – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта неколлектора;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

S – нефтеносная площадь залежи, приходящаяся на одну скважину, км^2.

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$k_B = k_1^{'} \cdot k_1^{''} \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2,$$

k_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Определение коэффициента вытеснения нефти в системе «нефть-вода».

Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта нефтесодержащей породы за счет фильтрации через нее воды до практически полного обводнения продукции. При этом условия вытеснения максимально приближаются к пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластового давления и пластовой температуры. По результатам экспериментов по определению ОФП оценен коэффициент вытеснения нефти газом и коэффициент вытеснения нефти водой. Также выполнены эксперименты по вытеснению нефти водой в пластовой температуре для 9 стандартных образцов пород из скважины 58 и один эксперимент для составной модели пласта, представленной 15 образцами из скважин 51 и 52. Значения коэффициента вытеснения были приняты на уровне 0,607 доли ед.

Обоснование количества резервных скважин

Количество резервных скважин по всем вариантам разработки рекомендуется принимать в количестве 10 % от переходящего и проектного фонда скважин по варианту в количестве 10 единиц №№ 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410. Такое значительное число резервных скважин обосновывается тем, что эксплуатационные объекты являются многопластовыми и резервные скважины необходимы будут в процессе разработки для частичного разукрупнения многопластовых объектов.

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Общие положения

В настоящем разделе приводится описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного варианта разработки месторождения Алибекмола, а также определения максимальных выгод для недропользователя и Республики Казахстан.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся вводом скважин из бурения, уровнями добычи УВ, объемом закачиваемых рабочих агентов.

Варианты систем разработки подверглись экономической оценке в целом по месторождению за весь период расчета.

Экономические показатели вариантов разработки определены в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный вариант разработки месторождения, отвечающий критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

В расчетах 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 вариантов. Определена сумма как расходов, связанных с обычной деятельностью предприятия (эксплуатационные затраты), валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Доходная часть

Нормативы реализации УВ

В основу экономических показателей вариантов разработки заложены прогнозные цены на нефть, основываясь на макропоказателях НК Казмунайгаз на период 2026-2030гг, как показано в таблице 3.5.1 Цены на нефть в течение всего срока разработки изменяются с учетом эскалации 2,5% с 2030г. Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

Транспорт продукции

Транспортные расходы, приведенные в таблице 3.5.1, по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя:

транспортировку, терминал, прием, хранение и отгрузку продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.5.1 - Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Обменный курс доллара	Тг/долл	540	540	540	540	540
Реализация по направлениям						
НЕФТИ						
На экспорт	%	37%	38%	39%	29%	38%
На внутренний рынок	%	63%	62%	61%	71%	62%
ТОВАРНОГО ГАЗА						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
СУГ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям						
НЕФТИ						
На экспорт	тг/тонн	24934,31	24934,31	24934,31	24934,31	24934,31
На внутренний рынок	тг/тонн	10300,76	9294,70	10707,75	10707,75	10707,75
Цены по направлениям						
НЕФТИ						
Скидка на экспорт	тг/тонн	25660,80	25660,80	21772,80	21772,80	21772,80
На экспорт	тг/тонн	207619,2	207619,2	211507,2	211507,2	211507,2
На внутренний рынок	тг/тонн	105000,0	110000,0	115000,0	115000,0	115000,0
ТОВАРНОГО ГАЗА						
на внутренний рынок	тг/тыс.м.^{3}	6517,50	6517,50	6517,50	6517,50	6517,50
СУГ						
на внутренний рынок	тг/тонн	59722,00	59722,00	59722,00	59722,00	59722,00

Расходная часть

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя:

- Бурение скважин;
- Обустройство скважин;
- Обустройство и реконструкция объектов месторождения, согласно плану недропользователя;
- Закуп ОНСС и НМА.

Таблица 3.5.2 – Нормативы расчета капитальных вложений

Наименование работ объектов и затрат	**Ед.изм**	**Стоимость единицы тыс. тг**
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	2 625 580
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	3 545 367
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	4 327 587
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	137 432
ЗБС	тыс.тг.	1 250 213
СКО	тыс.тг.	164 351
Обустройство скважины	тыс.тг.	130 030
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	86 063

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на материалы;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда и обучение персонала;
- услуги сторонних организаций производственного характера;
- общеадминистративные затраты;
- затраты на страхование;
- амортизационные отчисления.

Оплата труда персонала рассчитана исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

При расчете услуг сторонних организаций производственного и не производственного характера исходили из удельных затрат на одну скважину.

Административные расходы рассчитаны как условно-постоянные расходы.

При оценке амортизационных отчислений использованы различные методы начисления амортизации: производственный и прямолинейный. При производственном методе амортизация рассчитывается в зависимости от извлекаемых запасов и годовой добычи углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Также используется прямолинейный метод начисления амортизации, который предусматривает расчет отчислений на реновацию, исходя из среднего срока службы основных фондов.

При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция в 5% (согласно макропрогнозу НК КМГ) с 2026-2030гг., с 2030г. – 2,5%.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг./скв	4117,17
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг./скв	666,5
Услуги связи	тыс.тг./скв	200,3
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг./скв	18,82
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг./скв	1588,6
Охрана труда	тыс.тг./скв	505,0
Охрана объектов	тыс.тг./скв	4049,3
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг./скв	1141,9
Трассерные исследования	тыс.тг./наг.ф.	1469,0
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг./скв	124,775
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг./скв	13,047
Мониторинг	тыс.тг./скв	380,532
ТБ и пожарнаяя охрана	тыс.тг./скв	2169,201
Охрана окружающей среды	тыс.тг./скв	421,508
Стандартизация, сертификация	тыс.тг./скв	301,537
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг./скв	11885,800
Ремонт оборудования	тыс.тг./скв	1782,307
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг./скв	1843,972
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг./скв	211,430
НИР	тыс.тг./скв	2815,019
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг./скв	26595,585
Проекты предоставления земель	тыс.тг./скв	0,000
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг./скв	405,846
Транспортные расходы	тыс.тг./скв	9496,637
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг./скв	1207,104
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг./скв	2969,192
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг./скв	250,0
Текущий ремонт скважин, супервайзинг	тыс.тг./скв	8541,1
Ликвидация МКД	тыс.тг./скв	499,3
ОПИ - ПОТ	тыс.тг./скв	942,3
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тг./т.нефти	952,1
Аутстаффинг	тыс.тг./скв	1610,3
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг./скв	5260,5
Страхование	тг./т.нефти	1438,3
Прочие	тыс.тг./скв	261,1
ГСМ и топливо	тг./т.нефти	651,2
Энергия	тг./т.нефти	8882,3
Расходы по переработке газа	тг./тыс.м3	15370,7
Материалы (в том числе хим реагенты)	тг./т.нефти	2572,3
Э/энергия		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг./тыс.квт ч	49,00
Расход э/энергии на мех. добычу	квт.ч/тн.ж.	21,70
Расход э/энергии на ППН на 1 тонну	квт.ч/тн	9,89
Расход эл/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	квт.ч/тн	5,07
Расход э/энергии при ПГ	квт.ч/млн.м3	52,80
Стоимость химреагентов:		
Расход химреагентов для подготовки нефти	тг./кг	1583,46
Едкий натр	тг./кг	439,13
Катализатор "ИВКАЗ" для ускорения реакции при демеркаптанизации	тг./кг	15344,84
Расход химреагентов для подготовки воды	тг./кг	775,41
химреагентов для подготовки газа	тг./кг	1070,90
Расход химреагентов		
Расход химреагентов для подготовки нефти	кг/тн	0,015
Едкий натр	кг/тн	0,650
Катализатор "ИВКАЗ" для ускорения реакции при демеркаптанизации	кг/тн	0,00165

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Расход химреагентов для подготовки воды	кг/тыс. м3	0,025
Расход химреагентов для подготовки газа	кг/000м3	0,550
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Радиальное бурение	тыс.тг.	430 555
СКО	тыс.тг.	191 343
ПВР	тыс.тг.	12 082
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	66 957
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	37 017
ПВЛГ	тыс.тг.	71 233,40
ОРЗ	тыс.тг.	108 414,23
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	78 839
ФОТ ОПП на 1работника ОПП в месяц	тг.	1 128 265,33
ФОТ АУП на 1работника АУП в месяц	тг.	1 523 927,23
Общие и Административные расходы	тыс.тг./скв	17487,32

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользование ТОО «Казахойлактобе» платит в течение всего срока действия договора, следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.4, таблица 3.5.5);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.6)
- Экспортную таможенную пошлина, согласно шкале (таблица 3.5.7)
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 3.5.8).
- Социальный налог по ставке - 6%.
- Социальные отчисления – 5%.
- ОСМС – 3%.
- Налог на имущество по ставке 1,5%.

Таблица 3.5.4 – Ставки налога на добычу нефти

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставка на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	до 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	до 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	до 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	до 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	до 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	до 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	до 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	до 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	до 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.5 – Ставки налога на добычу газа

Объем годовой добычи	Ставки для реализации на внутренний рынок, %
до1,00 млрд.м3 включительно	0,5%
до 2,00 млрд.м3 включительно	1,0%

Таблица 3.5.6 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.7 – Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	тг/тонну
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Таблица 3.5.8 - Ставки налога на сверхприбыль

№ уровня	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, %
1	меньшее или равное 25 процентам	25	-
2	от 25 процентов до 30 процентов включительно	5	10
3	от 30 процентов до 40 процентов включительно	10	20
4	от 40 процентов до 50 процентов включительно	10	30
5	от 50 процентов до 60 процентов включительно	10	40
6	от 60 процентов до 70 процентов включительно	10	50
7	свыше 70 процентов	в соответствии с подпунктом 2) пункта 2 статьи 761 Налогового Кодекса	60

Ставка дисконтирования

Для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) введена ставка дисконтирования в размере 10,85%

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

С учетом результатов анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем отчете произведены расчеты технологических показателей разработки в 2-х вариантах.

Согласно технико-экономическому анализу, лучшим для реализации является 2 вариант разработки, при реализации которого ожидается достижение утвержденных коэффициентов извлечения и максимальных экономических показателей.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2074г) составит 28113,0 тыс.т., достигаемый КИН – 0,266.

Ниже в таблицах 4.1.1 - 4.1.8 представлены характеристика основного фонда и показателей разработки по рекомендуемому 2 варианту.

Прогнозные технологические показатели разработки по 1 варианту представлены в табличных приложениях П.4.1.1 - П.4.1.8.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	2	2	0	98	3	0	0	360,0	1	0	2	1	1	65	57	29	9,9	34,0	81,6
2027	3	3	0	101	1	0	0	370,8	2	0	3	2	1	66	57	30	11,1	33,9	86,9
2028	2	2	0	103	1	0	1	378,0	2	0	2	2	0	67	56	32	12,3	35,8	91,7
2029	1	1	0	104	2	0	0	381,6	1	0	1	1	0	67	57	33	13,1	36,7	96,4
2030	1	1	0	105	2	0	0	385,2	0	0	0	0	0	68	57	33	13,9	38,5	99,0
2031	1	1	0	106	1	0	0	388,8	1	0	2	2	0	67	56	34	14,3	39,9	108,5
2032	1	1	0	107	1	0	0	392,4	0	0	1	1	0	67	55	34	14,9	41,8	119,7
2033	2	2	0	109	1	0	0	399,6	0	0	1	1	0	68	55	34	15,8	45,2	132,3
2034	2	2	0	111	1	0	0	406,8	1	0	1	1	0	69	54	35	16,2	48,5	148,3
2035	1	1	0	112	0	0	0	410,4	1	0	2	2	0	68	53	36	16,7	51,4	158,0
2036	1	1	0	113	0	0	0	414,0	0	0	0	0	0	69	53	36	17,0	53,6	164,9
2037	1	1	0	114	0	0	0	417,6	1	0	1	1	0	69	53	37	17,4	56,0	170,4
2038	2	2	0	116	0	0	0	424,8	1	0	1	1	0	70	52	38	17,9	59,4	176,8
2039	2	2	0	118	0	0	0	432,0	0	0	1	1	0	71	52	38	18,4	62,7	187,5
2040	2	2	0	120	0	0	0	439,2	0	0	1	1	0	72	51	38	18,6	65,5	199,4
2041	2	2	0	122	0	0	0	446,4	0	0	1	1	0	73	51	38	18,6	68,2	211,4
2042	2	2	0	124	0	0	0	453,6	0	0	0	0	0	75	51	38	18,4	70,7	219,6
2043	2	2	0	126	0	0	0	460,8	1	0	1	1	0	76	51	39	18,2	72,3	223,6
2044	2	2	0	128	0	0	0	468,0	1	0	2	2	0	76	49	40	18,1	75,6	226,2
2045	0	0	0	128	1	0	0	468,0	0	0	2	2	0	74	48	40	18,1	79,0	229,7
2046	0	0	0	128	0	0	0	468,0	1	0	2	2	0	72	46	41	18,0	81,7	229,0
2047	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	72	47	41	17,7	84,5	229,8
2048	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	72	47	41	17,3	87,3	235,5
2049	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	1	1	0	71	47	41	17,0	90,5	240,8
2050	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	71	47	41	16,7	93,9	246,3
2051	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	71	48	41	16,1	97,1	252,4
2052	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	71	48	41	15,5	100,3	258,7
2053	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	71	49	41	15,0	103,7	265,4
2054	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	2	2	0	69	47	41	14,5	108,1	271,1
2055	0	0	0	128	0	0	0	468,0	1	0	1	1	0	68	47	42	14,0	111,6	268,6
2056	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	47	42	13,4	114,7	270,2
2057	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	48	42	12,9	118,7	277,7
2058	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	48	42	12,4	122,8	285,5
2059	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	49	42	11,9	127,0	293,6
2060	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	49	42	11,4	131,4	302,1
2061	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	50	42	11,0	136,0	311,1
2062	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	50	42	10,6	140,8	320,6
2063	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	51	42	10,2	145,7	330,4
2064	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	51	42	9,9	150,8	340,7
2065	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	68	52	42	9,6	156,1	351,5
2066	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	1	1	0	67	51	42	9,3	160,8	358,1
2067	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	67	52	42	9,0	165,9	366,3
2068	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	4	3	1	64	49	41	8,6	170,8	372,7
2069	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	3	1	2	63	49	39	8,3	174,3	382,5
2070	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	3	1	2	62	48	37	7,9	176,8	401,7
2071	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	4	2	2	60	47	35	7,6	180,2	422,4
2072	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	2	0	2	60	47	33	7,5	185,7	453,0
2073	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	3	3	0	57	45	33	7,2	188,9	472,6
2074	0	0	0	128	0	0	0	468,0	0	0	2	2	0	55	43	33	6,8	186,5	441,2

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	191,2	0,7	1,1	10906,0	38,8	0,103	654,5	582,1	18580,7	11893,7	70,8	651,9	22969,3	83,9	86,4	248,503	5417,970
2027	219,6	0,8	1,3	11125,6	39,6	0,105	673,8	582,1	19254,5	12475,8	67,4	709,0	23678,3	86,6	86,4	297,397	5715,367
2028	256,8	0,9	1,5	11382,4	40,5	0,108	749,9	625,0	20004,4	13100,8	65,8	788,5	24466,8	85,6	86,3	348,810	6064,177
2029	279,4	1,0	1,7	11661,9	41,5	0,110	782,8	658,1	20787,3	13758,9	64,3	867,1	25333,9	89,3	86,4	383,270	6447,447
2030	303,8	1,1	1,8	11965,6	42,6	0,113	840,6	695,2	21627,9	14454,2	63,9	901,2	26235,1	86,1	86,4	418,685	6866,132
2031	325,5	1,2	2,0	12291,1	43,7	0,116	905,8	748,4	22533,7	15202,6	64,1	1005,9	27241,0	89,4	86,5	448,562	7314,694
2032	362,1	1,3	2,3	12653,2	45,0	0,120	1014,3	821,0	23548,0	16023,6	64,3	1142,7	28383,7	90,8	86,7	501,011	7815,704
2033	387,3	1,4	2,5	13040,5	46,4	0,123	1107,3	881,6	24655,3	16905,2	65,0	1293,7	29677,4	94,6	87,0	536,401	8352,106
2034	402,2	1,4	2,7	13442,7	47,8	0,127	1205,9	924,3	25861,2	17829,5	66,6	1453,9	31131,3	98,7	87,5	556,574	8908,680
2035	420,5	1,5	2,9	13863,2	49,3	0,131	1297,3	986,3	27158,5	18815,9	67,6	1574,4	32705,7	100,0	88,0	578,553	9487,233
2036	436,0	1,6	3,1	14299,2	50,9	0,135	1375,4	1028,9	28533,9	19844,8	68,3	1661,1	34366,8	100,0	88,5	596,015	10083,248
2037	450,8	1,6	3,3	14750,0	52,5	0,139	1451,2	1084,8	29985,1	20929,5	68,9	1745,0	36111,8	100,0	89,0	609,766	10693,014
2038	469,0	1,7	3,5	15219,0	54,2	0,144	1555,5	1119,5	31540,6	22049,0	69,8	1858,7	37970,5	100,0	89,5	625,910	11318,923
2039	491,3	1,7	3,8	15710,3	55,9	0,149	1676,3	1194,8	33216,9	23243,9	70,7	1991,3	39961,9	100,0	90,0	643,668	11962,592
2040	508,4	1,8	4,1	16218,6	57,7	0,153	1795,0	1241,6	35011,9	24485,5	71,7	2117,6	42079,5	100,0	90,4	653,227	12615,819
2041	523,4	1,9	4,4	16742,1	59,6	0,158	1916,7	1315,1	36928,6	25800,6	72,7	2245,1	44324,7	100,0	90,9	647,648	13263,467
2042	524,1	1,9	4,6	17266,2	61,4	0,163	2008,2	1340,7	38936,8	27141,3	73,9	2332,2	46656,9	100,0	91,3	620,460	13883,927
2043	525,2	1,9	4,8	17791,4	63,3	0,168	2091,1	1377,5	41027,9	28518,7	74,9	2411,5	49068,4	100,0	91,7	584,240	14468,167
2044	523,7	1,9	5,1	18315,1	65,2	0,173	2187,3	1389,1	43215,2	29907,8	76,1	2501,2	51569,6	100,0	92,1	546,636	15014,802
2045	518,1	1,8	5,3	18833,2	67,0	0,178	2267,6	1443,7	45482,8	31351,6	77,2	2565,8	54135,3	99,7	92,4	497,196	15511,999
2046	510,0	1,8	5,5	19343,2	68,8	0,183	2312,6	1459,2	47795,5	32810,8	77,9	2594,9	56730,2	99,5	92,7	451,843	15963,841
2047	495,3	1,8	5,7	19838,5	70,6	0,188	2361,8	1523,6	50157,3	34334,4	79,0	2629,3	59359,5	99,5	93,0	398,226	16362,067
2048	484,7	1,7	5,9	20323,2	72,3	0,192	2440,2	1574,4	52597,5	35908,9	80,1	2694,5	62054,0	99,5	93,2	360,293	16722,360
2049	473,1	1,7	6,1	20796,3	74,0	0,197	2515,3	1645,7	55112,7	37554,5	81,2	2755,8	64809,8	99,5	93,5	321,802	17044,163
2050	459,9	1,6	6,3	21256,2	75,6	0,201	2593,3	1697,1	57706,0	39251,7	82,3	2818,5	67628,3	99,5	93,7	282,336	17326,499
2051	444,3	1,6	6,5	21700,5	77,2	0,205	2680,6	1793,1	60386,5	41044,8	83,4	2888,0	70516,3	99,5	94,0	245,714	17572,213
2052	428,9	1,5	6,7	22129,4	78,7	0,209	2771,1	1854,0	63157,6	42898,8	84,5	2960,6	73476,9	99,5	94,2	213,245	17785,459
2053	413,7	1,5	6,9	22543,1	80,2	0,213	2865,0	1958,3	66022,7	44857,1	85,6	3036,7	76513,6	99,5	94,4	184,508	17969,967
2054	396,7	1,4	7,1	22939,8	81,6	0,217	2949,5	1986,6	68972,2	46843,7	86,6	3102,2	79615,8	99,5	94,6	158,262	18128,229
2055	373,4	1,3	7,2	23313,1	83,0	0,220	2986,5	2042,6	71958,7	48886,2	87,5	3117,6	82733,4	99,5	94,7	132,803	18261,032
2056	356,2	1,3	7,4	23669,4	84,2	0,224	3052,4	2088,9	75011,1	50975,2	88,3	3165,4	85898,8	99,5	94,9	113,725	18374,757
2057	342,8	1,2	7,7	24012,2	85,4	0,227	3157,5	2208,6	78168,5	53183,7	89,1	3253,3	89152,1	99,5	95,1	101,427	18476,184
2058	329,0	1,2	8,0	24341,2	86,6	0,230	3266,5	2285,1	81435,0	55468,8	89,9	3344,6	92496,6	99,5	95,2	92,024	18568,207
2059	316,0	1,1	8,4	24657,2	87,7	0,233	3379,5	2415,2	84814,5	57884,0	90,6	3440,3	95936,9	99,5	95,4	86,534	18654,741
2060	302,3	1,1	8,8	24959,6	88,8	0,236	3496,9	2499,4	88311,4	60383,4	91,4	3539,5	99476,4	99,5	95,5	81,042	18735,783
2061	291,8	1,0	9,3	25251,3	89,9	0,239	3618,7	2641,0	91930,1	63024,4	91,9	3645,4	103121,8	99,5	95,7	76,576	18812,359
2062	281,7	1,0	9,9	25533,1	90,9	0,241	3745,0	2733,4	95675,1	65757,8	92,5	3756,0	106877,9	99,5	95,8	72,411	18884,770
2063	272,3	1,0	10,6	25805,3	91,8	0,244	3876,1	2887,5	99551,2	68645,4	93,0	3871,6	110749,5	99,6	95,9	68,531	18953,301
2064	263,3	0,9	11,5	26068,7	92,8	0,246	4012,1	2989,2	103563,3	71634,5	93,4	3992,3	114741,8	99,6	96,0	64,916	19018,217
2065	254,9	0,9	12,5	26323,5	93,7	0,249	4153,3	3156,9	107716,6	74791,4	93,9	4118,2	118860,0	99,6	96,2	61,551	19079,768
2066	244,3	0,9	13,7	26567,9	94,5	0,251	4245,4	3211,3	111962,0	78002,7	94,2	4195,9	123055,8	99,5	96,3	57,790	19137,557
2067	235,1	0,8	15,3	26803,0	95,4	0,253	4356,0	3362,5	116318,0	81365,2	94,6	4292,2	127348,0	99,5	96,4	54,465	19192,022
2068	221,1	0,8	17,0	27024,0	96,2	0,256	4393,5	3357,2	120711,6	84722,4	95,0	4325,6	131673,6	99,8	96,5	50,200	19242,223
2069	206,8	0,7	19,2	27230,8	96,9	0,257	4360,5	3385,3	125072,1	88107,7	95,3	4292,7	135966,3	100,0	96,6	45,995	19288,218
2070	195,1	0,7	22,4	27425,9	97,6	0,259	4366,1	3375,8	129438,1	91483,5	95,5	4288,3	140254,6	100,0	96,7	42,473	19330,691
2071	185,0	0,7	27,4	27610,9	98,3	0,261	4364,6	3415,1	133802,8	94898,7	95,8	4278,6	144533,3	100,0	96,8	39,434	19370,124
2072	179,2	0,6	36,5	27790,2	98,9	0,263	4435,1	3472,5	138237,9	98371,2	96,0	4340,4	148873,7	100,0	96,9	37,419	19407,543
2073	170,5	0,6	54,7	27960,7	99,5	0,264	4477,5	3530,6	142715,3	101901,7	96,2	4373,3	153246,9	100,0	97,0	34,857	19442,400
2074	152,3	0,5	100,0	28113,0	100,0	0,266	4185,7	3275,9	146901,0	105177,6	96,4	4082,4	157329,3	100,0	97,0	30,381	19472,781

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I основному объекту. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	2	2	0	100	0	0	0	360,0	1	0	5	4	1	59	53	29	9,8	34,6	81,6
2027	3	3	0	103	0	0	0	370,8	2	0	4	3	1	59	51	30	10,7	34,9	86,9
2028	2	2	0	105	0	0	1	378,0	2	0	4	3	1	59	49	31	12,0	37,3	92,7
2029	1	1	0	106	0	0	0	381,6	1	0	3	3	0	57	47	32	12,6	38,3	96,8
2030	1	1	0	107	0	0	0	385,2	0	0	2	2	0	56	45	32	13,1	40,4	97,5
2031	1	1	0	108	0	0	0	388,8	1	0	2	2	0	55	44	33	13,2	41,7	106,4
2032	1	1	0	109	0	0	0	392,4	0	0	1	1	0	55	43	33	13,9	43,6	118,6
2033	2	2	0	111	0	0	0	399,6	0	0	2	1	1	56	43	32	15,0	47,4	131,5
2034	2	2	0	113	0	0	0	406,8	0	0	1	1	0	57	42	32	15,6	51,2	146,3
2035	1	1	0	114	0	0	0	410,4	1	0	2	2	0	56	41	33	16,4	54,5	155,4
2036	1	1	0	115	0	0	0	414,0	0	0	0	0	0	57	41	33	16,9	56,8	162,8
2037	1	1	0	116	0	0	0	417,6	1	0	1	1	0	57	41	34	17,5	59,4	168,8
2038	2	2	0	118	0	0	0	424,8	1	0	1	1	0	58	40	35	18,2	63,1	175,6
2039	2	2	0	120	0	0	0	432,0	0	0	0	0	0	60	41	35	18,8	66,7	187,1
2040	2	2	0	122	0	0	0	439,2	0	0	0	0	0	62	41	35	19,1	69,7	200,0
2041	2	2	0	124	0	0	0	446,4	0	0	0	0	0	64	42	35	19,3	72,5	212,9
2042	2	2	0	126	0	0	0	453,6	0	0	0	0	0	66	42	35	19,1	75,0	221,6
2043	2	2	0	128	0	0	0	460,8	1	0	1	1	0	67	42	36	18,9	76,6	225,5
2044	2	2	0	130	0	0	0	468,0	1	0	1	1	0	68	41	37	18,8	79,6	228,8
2045	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	2	2	0	66	40	37	18,7	83,2	233,5
2046	0	0	0	130	0	0	0	468,0	1	0	1	1	0	65	39	38	18,6	86,0	233,1
2047	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	65	40	38	18,3	88,4	233,9
2048	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	65	40	38	17,9	91,3	239,6
2049	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	1	1	0	64	40	38	17,6	94,7	245,0
2050	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	64	40	38	17,2	98,2	250,5
2051	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	64	41	38	16,7	101,5	256,6
2052	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	64	41	38	16,1	104,9	263,0
2053	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	64	42	38	15,5	108,4	269,7
2054	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	2	2	0	62	40	38	15,1	113,1	275,4
2055	0	0	0	130	0	0	0	468,0	1	0	1	1	0	61	40	39	14,5	116,8	271,9
2056	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	40	39	13,9	120,0	272,9
2057	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	41	39	13,4	124,1	280,4
2058	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	41	39	12,8	128,4	288,2
2059	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	42	39	12,3	132,8	296,3
2060	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	42	39	11,8	137,3	304,8
2061	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	43	39	11,3	142,1	313,8
2062	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	43	39	11,0	147,0	323,3
2063	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	44	39	10,6	152,1	333,2
2064	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	44	39	10,2	157,4	343,5
2065	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	61	45	39	9,9	162,9	354,3
2066	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	1	1	0	60	44	39	9,6	167,8	360,5
2067	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	0	0	0	60	45	39	9,3	173,0	368,4
2068	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	3	2	1	58	43	38	8,9	177,3	374,2
2069	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	3	1	2	57	43	36	8,5	179,9	383,7
2070	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	3	1	2	56	42	34	8,1	182,2	403,7
2071	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	4	2	2	54	41	32	7,8	185,5	425,4
2072	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	2	0	2	54	41	30	7,7	191,0	458,1
2073	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	3	3	0	51	39	30	7,4	193,9	478,6
2074	0	0	0	130	0	0	0	468,0	0	0	2	2	0	49	37	30	7,0	190,6	441,3

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I основному объекту. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	178,4	0,7	1,2	10884,8	41,7	0,114	629,2	565,2	18539,8	11866,7	71,7	651,9	22969,3	87,8	86,5	214,412	5358,678
2027	194,9	0,7	1,3	11079,7	42,5	0,116	632,2	546,5	19172,0	12413,2	69,2	709,0	23678,3	93,4	86,7	239,672	5598,351
2028	226,2	0,9	1,5	11305,9	43,3	0,118	701,2	582,3	19873,2	12995,5	67,7	781,4	24459,7	91,9	86,9	286,174	5884,525
2029	234,4	0,9	1,6	11540,3	44,2	0,121	710,8	586,1	20584,0	13581,6	67,0	837,6	25297,2	96,7	87,2	302,414	6186,939
2030	239,8	0,9	1,6	11780,1	45,1	0,123	740,2	594,8	21324,2	14176,4	67,6	853,8	26151,1	95,1	87,4	317,695	6504,634
2031	248,5	1,0	1,7	12028,6	46,1	0,126	786,8	629,5	22111,0	14805,9	68,4	949,5	27100,6	100,0	87,8	339,199	6843,833
2032	282,8	1,1	2,0	12311,4	47,2	0,129	886,0	692,7	22996,9	15498,5	68,1	1071,6	28172,2	100,0	88,2	397,306	7241,139
2033	307,5	1,2	2,2	12618,9	48,3	0,132	972,3	746,6	23969,2	16245,1	68,4	1173,6	29345,8	100,0	88,6	438,089	7679,228
2034	326,5	1,3	2,4	12945,4	49,6	0,135	1070,1	788,5	25039,3	17033,6	69,5	1281,9	30627,7	100,0	89,1	468,674	8147,902
2035	349,3	1,3	2,7	13294,6	50,9	0,139	1160,9	850,0	26200,2	17883,5	69,9	1386,6	32014,3	100,0	89,5	500,581	8648,483
2036	367,3	1,4	2,9	13661,9	52,3	0,143	1234,4	887,9	27434,7	18771,5	70,2	1471,0	33485,3	100,0	89,9	525,043	9173,526
2037	384,4	1,5	3,1	14046,4	53,8	0,147	1305,5	939,0	28740,2	19710,5	70,6	1552,3	35037,6	100,0	90,3	545,154	9718,679
2038	405,0	1,6	3,4	14451,3	55,4	0,151	1404,8	968,8	30145,0	20679,3	71,2	1663,2	36700,8	100,0	90,7	567,077	10285,757
2039	429,4	1,6	3,7	14880,7	57,0	0,155	1520,5	1039,0	31665,5	21718,4	71,8	1792,8	38493,6	100,0	91,1	590,088	10875,845
2040	448,6	1,7	4,0	15329,3	58,7	0,160	1633,8	1080,4	33299,3	22798,8	72,5	1915,8	40409,4	100,0	91,5	604,423	11480,268
2041	465,7	1,8	4,3	15795,0	60,5	0,165	1749,9	1148,4	35049,2	23947,2	73,4	2039,7	42449,1	100,0	91,9	603,186	12083,454
2042	468,3	1,8	4,5	16263,2	62,3	0,170	1835,7	1168,2	36884,9	25115,3	74,5	2122,9	44572,0	100,0	92,2	579,948	12663,402
2043	471,3	1,8	4,8	16734,5	64,1	0,175	1912,6	1198,9	38797,4	26314,2	75,4	2198,0	46770,1	100,0	92,6	547,321	13210,723
2044	473,5	1,8	5,1	17208,0	65,9	0,180	2010,3	1212,1	40807,8	27526,4	76,4	2292,3	49062,4	100,0	92,9	514,247	13724,970
2045	469,4	1,8	5,3	17677,4	67,7	0,185	2091,4	1267,5	42899,2	28793,9	77,6	2365,5	51427,9	100,0	93,2	469,048	14194,018
2046	462,3	1,8	5,5	18139,6	69,5	0,189	2133,5	1280,1	45032,7	30074,0	78,3	2399,4	53827,4	100,0	93,5	427,109	14621,127
2047	450,2	1,7	5,7	18589,8	71,2	0,194	2179,3	1341,1	47212,0	31415,1	79,3	2432,7	56260,1	100,0	93,7	376,055	14997,182
2048	441,2	1,7	5,9	19031,0	72,9	0,199	2250,9	1385,1	49462,9	32800,2	80,4	2492,9	58752,9	100,0	94,0	340,048	15337,230
2049	431,2	1,7	6,1	19462,2	74,6	0,203	2318,9	1449,3	51781,8	34249,6	81,4	2548,9	61301,9	100,0	94,2	303,314	15640,544
2050	419,5	1,6	6,3	19881,7	76,2	0,208	2389,6	1493,5	54171,4	35743,1	82,4	2606,1	63908,0	100,0	94,4	265,450	15905,993
2051	405,3	1,6	6,5	20287,0	77,7	0,212	2469,4	1581,9	56640,8	37325,0	83,6	2669,7	66577,7	100,0	94,7	230,290	16136,284
2052	391,3	1,5	6,7	20678,3	79,2	0,216	2552,0	1634,9	59192,8	38959,9	84,7	2736,2	69313,9	100,0	94,9	199,155	16335,439
2053	377,5	1,4	7,0	21055,8	80,7	0,220	2637,8	1731,0	61830,6	40690,9	85,7	2805,8	72119,8	100,0	95,0	171,636	16507,075
2054	361,8	1,4	7,2	21417,6	82,1	0,224	2713,7	1750,8	64544,3	42441,8	86,7	2864,6	74984,4	100,0	95,2	146,501	16653,576
2055	339,7	1,3	7,3	21757,3	83,4	0,227	2741,9	1797,9	67286,2	44239,7	87,6	2872,9	77857,3	100,0	95,4	122,057	16775,633
2056	323,7	1,2	7,5	22081,0	84,6	0,231	2798,6	1835,1	70084,8	46074,8	88,4	2913,3	80770,6	100,0	95,6	103,905	16879,538
2057	311,4	1,2	7,8	22392,4	85,8	0,234	2894,1	1945,2	72978,9	48020,1	89,2	2993,4	83764,0	100,0	95,7	92,452	16971,991
2058	298,7	1,1	8,1	22691,1	86,9	0,237	2993,2	2011,8	75972,1	50031,9	90,0	3076,5	86840,5	100,0	95,8	83,822	17055,812
2059	286,8	1,1	8,4	22977,9	88,0	0,240	3096,0	2131,7	79068,1	52163,5	90,7	3163,8	90004,3	100,0	96,0	79,037	17134,849
2060	274,1	1,1	8,8	23252,0	89,1	0,243	3202,6	2205,1	82270,7	54368,6	91,4	3254,1	93258,4	100,0	96,1	74,189	17209,038
2061	264,5	1,0	9,3	23516,5	90,1	0,246	3313,3	2335,6	85584,0	56704,2	92,0	3350,7	96609,1	100,0	96,3	70,311	17279,349
2062	255,4	1,0	9,9	23771,9	91,1	0,248	3428,1	2416,5	89012,0	59120,7	92,5	3451,7	100060,8	100,0	96,4	66,684	17346,034
2063	246,8	0,9	10,6	24018,7	92,0	0,251	3547,2	2558,6	92559,2	61679,3	93,0	3557,1	103617,9	100,0	96,5	63,294	17409,328
2064	238,7	0,9	11,5	24257,5	92,9	0,253	3670,7	2647,7	96229,9	64327,1	93,5	3667,2	107285,1	100,0	96,6	60,128	17469,456
2065	231,1	0,9	12,6	24488,6	93,8	0,256	3798,9	2802,5	100028,9	67129,6	93,9	3782,1	111067,3	100,0	96,7	57,173	17526,629
2066	221,4	0,8	13,7	24710,0	94,7	0,258	3877,5	2843,5	103906,4	69973,1	94,3	3848,3	114915,6	100,0	96,8	53,786	17580,415
2067	212,9	0,8	15,3	24922,9	95,5	0,260	3974,2	2980,7	107880,6	72953,7	94,6	3932,7	118848,3	100,0	96,9	50,803	17631,218
2068	200,3	0,8	17,0	25123,2	96,3	0,262	4007,4	2971,0	111887,9	75924,7	95,0	3953,6	122801,8	100,0	97,0	46,939	17678,157
2069	187,2	0,7	19,2	25310,4	97,0	0,264	3970,3	2995,1	115858,2	78919,8	95,3	3907,7	126709,5	100,0	97,1	43,096	17721,254
2070	176,2	0,7	22,3	25486,5	97,7	0,266	3961,0	2970,8	119819,2	81890,6	95,6	3889,8	130599,3	100,0	97,2	39,824	17761,078
2071	166,7	0,6	27,2	25653,2	98,3	0,268	3944,1	2994,6	123763,3	84885,2	95,8	3866,0	134465,2	100,0	97,3	37,013	17798,091
2072	161,4	0,6	36,2	25814,7	98,9	0,270	3998,5	3035,9	127761,9	87921,1	96,0	3913,0	138378,3	100,0	97,4	35,207	17833,298
2073	153,3	0,6	53,9	25968,0	99,5	0,271	4024,2	3077,4	131786,1	90998,5	96,2	3930,6	142308,9	100,0	97,4	32,836	17866,134
2074	135,6	0,5	100,0	26103,6	100,0	0,273	3715,2	2805,3	135501,3	93803,8	96,3	3623,8	145932,7	100,0	97,5	28,534	17894,668

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту КТ-I. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	3	3	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	4	0	12,3	24,3	0,0
2027	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	0	0	0	0	7	6	0	14,3	24,1	0,0
2028	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	1	0	0	0	8	7	1	14,5	23,1	43,5
2029	0	0	0	3	2	0	0	0,0	0	1	0	0	0	10	10	2	16,1	25,8	57,7
2030	0	0	0	3	2	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	2	18,4	28,8	68,3
2031	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	0	1	1	0	12	12	2	20,0	31,0	81,3
2032	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	1	1	1	0	12	12	3	20,1	32,6	82,9
2033	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	2	1	1	0	12	12	5	20,1	34,1	87,8
2034	0	0	0	3	1	0	0	0,0	1	0	1	1	0	12	12	6	19,1	34,3	90,6
2035	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	6	18,1	34,6	90,3
2036	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	6	17,4	35,8	91,4
2037	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	6	16,8	37,0	92,6
2038	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	6	16,3	38,2	94,0
2039	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	11	11	6	15,7	39,5	95,4
2040	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	10	10	6	15,2	40,9	97,0
2041	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	9	9	6	14,7	42,3	98,7
2042	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	9	6	14,2	43,8	100,6
2043	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	9	6	13,7	45,3	102,6
2044	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	8	8	6	13,6	47,9	100,4
2045	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	7	7	6	13,4	50,6	96,2
2046	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	6	6	6	13,1	53,5	93,9
2047	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	13,4	58,6	94,5
2048	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	13,0	60,8	96,9
2049	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	12,5	63,0	99,4
2050	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	12,1	65,4	102,1
2051	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	11,7	67,8	104,9
2052	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	11,4	70,3	107,9
2053	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	11,0	73,0	111,0
2054	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	10,7	75,7	114,2
2055	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	10,3	78,5	117,6
2056	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	10,0	81,5	121,2
2057	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	9,7	84,5	124,9
2058	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	9,4	87,7	128,8
2059	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	9,1	91,0	132,9
2060	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	8,8	94,4	137,2
2061	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	8,5	98,0	141,6
2062	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	8,2	101,7	146,3
2063	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	8,0	105,5	151,2
2064	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	7,7	109,5	156,2
2065	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	7,5	113,7	161,5
2066	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	7,3	118,0	167,1
2067	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	7,0	122,5	172,8
2068	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	6,8	127,1	178,8
2069	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	6,6	132,0	185,1
2070	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	6,4	137,0	191,6
2071	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	6,2	142,2	198,3
2072	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	6,0	147,7	205,4
2073	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	5,8	153,3	212,8
2074	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	5,7	159,2	220,4

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту КТ-I. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	12,8	0,7	0,7	21,2	1,1	0,002	25,2	16,8	40,9	27,0	49,1	0,0	0,0	0,0	0,0	34,091	59,291
2027	24,8	1,3	1,3	45,9	2,4	0,005	41,6	35,7	82,5	62,7	40,5	0,0	0,0	0,0	0,0	57,725	117,016
2028	30,6	1,6	1,6	76,5	4,0	0,008	48,8	42,7	131,3	105,3	37,2	7,1	7,1	10,0	3,8	62,636	179,652
2029	45,0	2,3	2,4	121,5	6,3	0,013	72,0	72,0	203,2	177,3	37,5	29,5	36,6	28,0	12,5	80,856	260,508
2030	64,0	3,3	3,5	185,5	9,6	0,019	100,5	100,5	303,7	277,7	36,3	47,3	84,0	32,0	19,1	100,990	361,498
2031	77,0	4,0	4,4	262,5	13,6	0,028	119,0	119,0	422,7	396,7	35,3	56,4	140,4	32,0	22,8	109,363	470,861
2032	79,4	4,1	4,8	341,9	17,7	0,036	128,4	128,4	551,0	525,1	38,2	71,1	211,4	38,0	26,3	103,705	574,565
2033	79,8	4,1	5,0	421,7	21,8	0,044	135,0	135,0	686,1	660,1	40,9	120,1	331,6	62,0	33,2	98,312	672,877
2034	75,7	3,9	5,0	497,3	25,8	0,052	135,8	135,8	821,9	796,0	44,3	171,9	503,5	90,0	42,4	87,900	760,778
2035	71,2	3,7	5,0	568,5	29,5	0,060	136,4	136,4	958,3	932,3	47,8	187,9	691,4	100,0	50,2	77,973	838,750
2036	68,7	3,6	5,0	637,2	33,0	0,067	141,0	141,0	1099,3	1073,3	51,2	190,2	881,5	100,0	56,3	70,972	909,722
2037	66,4	3,4	5,1	703,6	36,5	0,074	145,7	145,7	1245,0	1219,0	54,5	192,7	1074,2	100,0	61,1	64,612	974,334
2038	64,1	3,3	5,2	767,7	39,8	0,081	150,7	150,7	1395,7	1369,7	57,5	195,5	1269,7	100,0	64,9	58,833	1033,167
2039	61,9	3,2	5,3	829,6	43,0	0,087	155,8	155,8	1551,5	1525,5	60,3	198,5	1468,2	100,0	68,2	53,580	1086,747
2040	59,8	3,1	5,4	889,3	46,1	0,093	161,2	161,2	1712,6	1686,7	62,9	201,9	1670,1	100,0	70,9	48,804	1135,551
2041	57,8	3,0	5,6	947,1	49,1	0,099	166,7	166,7	1879,4	1853,4	65,4	205,4	1875,5	100,0	73,2	44,462	1180,013
2042	55,8	2,9	5,7	1002,9	52,0	0,105	172,5	172,5	2051,9	2026,0	67,6	209,3	2084,8	100,0	75,3	40,512	1220,525
2043	54,0	2,8	5,8	1056,9	54,8	0,111	178,6	178,6	2230,5	2204,5	69,8	213,4	2298,3	100,0	77,0	36,918	1257,444
2044	50,2	2,6	5,7	1107,1	57,4	0,116	177,0	177,0	2407,4	2381,5	71,6	208,9	2507,1	100,0	78,5	32,388	1289,832
2045	45,5	2,4	5,5	1152,6	59,7	0,121	171,9	171,9	2579,4	2553,4	73,5	200,2	2707,4	100,0	79,8	27,708	1317,540
2046	41,7	2,2	5,4	1194,3	61,9	0,125	170,3	170,3	2749,6	2723,7	75,5	195,5	2902,8	100,0	80,9	23,913	1341,453
2047	39,6	2,1	5,4	1233,9	63,9	0,129	173,3	173,3	2923,0	2897,0	77,2	196,6	3099,4	100,0	81,9	21,405	1362,857
2048	38,3	2,0	5,5	1272,2	65,9	0,133	179,7	179,7	3102,7	3076,8	78,7	201,6	3301,0	100,0	82,8	19,531	1382,388
2049	37,1	1,9	5,6	1309,2	67,8	0,137	186,4	186,4	3289,1	3263,2	80,1	206,9	3507,9	100,0	83,7	17,823	1400,211
2050	35,9	1,9	5,8	1345,1	69,7	0,141	193,3	193,3	3482,4	3456,5	81,4	212,4	3720,3	100,0	84,4	16,265	1416,476
2051	34,7	1,8	5,9	1379,8	71,5	0,145	200,5	200,5	3682,9	3656,9	82,7	218,3	3938,6	100,0	85,2	14,845	1431,321
2052	33,6	1,7	6,1	1413,4	73,2	0,148	208,0	208,0	3890,9	3864,9	83,8	224,4	4163,0	100,0	85,9	13,550	1444,872
2053	32,5	1,7	6,3	1446,0	74,9	0,152	215,7	215,7	4106,6	4080,6	84,9	230,8	4393,8	100,0	86,5	12,369	1457,241
2054	31,5	1,6	6,5	1477,5	76,6	0,155	223,8	223,8	4330,3	4304,4	85,9	237,6	4631,4	100,0	87,1	11,292	1468,532
2055	30,5	1,6	6,7	1508,0	78,1	0,158	232,1	232,1	4562,5	4536,5	86,9	244,7	4876,1	100,0	87,7	10,309	1478,841
2056	29,5	1,5	7,0	1537,5	79,7	0,161	240,8	240,8	4803,3	4777,4	87,7	252,1	5128,2	100,0	88,2	9,412	1488,253
2057	28,6	1,5	7,3	1566,1	81,1	0,164	249,9	249,9	5053,2	5027,2	88,6	259,9	5388,1	100,0	88,7	8,594	1496,847
2058	27,7	1,4	7,6	1593,9	82,6	0,167	259,3	259,3	5312,5	5286,5	89,3	268,0	5656,1	100,0	89,2	7,847	1504,694
2059	26,8	1,4	8,0	1620,7	84,0	0,170	269,0	269,0	5581,5	5555,6	90,0	276,5	5932,6	100,0	89,6	7,166	1511,860
2060	26,0	1,3	8,4	1646,7	85,3	0,173	279,2	279,2	5860,7	5834,7	90,7	285,4	6218,0	100,0	90,1	6,545	1518,405
2061	25,2	1,3	8,9	1671,8	86,6	0,175	289,7	289,7	6150,4	6124,5	91,3	294,7	6512,7	100,0	90,5	5,977	1524,382
2062	24,4	1,3	9,4	1696,2	87,9	0,178	300,7	300,7	6451,1	6425,1	91,9	304,4	6817,1	100,0	90,9	5,459	1529,841
2063	23,6	1,2	10,1	1719,8	89,1	0,180	312,0	312,0	6763,1	6737,2	92,4	314,5	7131,6	100,0	91,2	4,986	1534,828
2064	22,9	1,2	10,9	1742,7	90,3	0,183	323,9	323,9	7087,0	7061,0	92,9	325,1	7456,6	100,0	91,6	4,555	1539,382
2065	22,2	1,1	11,8	1764,9	91,4	0,185	336,1	336,1	7423,1	7397,1	93,4	336,1	7792,7	100,0	91,9	4,161	1543,543
2066	21,5	1,1	13,0	1786,4	92,6	0,187	348,9	348,9	7772,0	7746,0	93,8	347,6	8140,3	100,0	92,2	3,801	1547,344
2067	20,8	1,1	14,5	1807,2	93,6	0,190	362,1	362,1	8134,1	8108,2	94,3	359,5	8499,8	100,0	92,5	3,473	1550,817
2068	20,2	1,0	16,4	1827,3	94,7	0,192	375,9	375,9	8510,1	8484,1	94,6	372,0	8871,8	100,0	92,8	3,173	1553,990
2069	19,5	1,0	19,0	1846,9	95,7	0,194	390,2	390,2	8900,3	8874,3	95,0	385,0	9256,8	100,0	93,1	2,899	1556,889
2070	18,9	1,0	22,8	1865,8	96,7	0,196	405,1	405,1	9305,4	9279,4	95,3	398,6	9655,4	100,0	93,4	2,649	1559,537
2071	18,3	1,0	28,6	1884,2	97,6	0,198	420,5	420,5	9725,9	9699,9	95,6	412,7	10068,0	100,0	93,6	2,420	1561,957
2072	17,8	0,9	38,8	1902,0	98,5	0,200	436,6	436,6	10162,4	10136,5	95,9	427,4	10495,4	100,0	93,9	2,212	1564,169
2073	17,2	0,9	61,4	1919,2	99,4	0,201	453,2	453,2	10615,7	10589,7	96,2	442,7	10938,0	100,0	94,1	2,021	1566,190
2074	16,7	0,9	100,0	1935,9	100,3	0,203	470,5	470,5	11086,2	11060,2	96,4	458,6	11396,6	100,0	94,3	1,847	1568,037

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту МКТ. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2045	0	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	19,6	26,0	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	18,3	27,0	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	17,0	28,0	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	15,9	29,1	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	14,8	30,2	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	13,8	31,4	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	12,9	32,6	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	12,0	33,9	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	11,2	35,2	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	10,4	36,6	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	9,7	38,0	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	9,1	39,4	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	8,5	41,0	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	7,9	42,6	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	7,3	44,2	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	6,9	45,9	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	6,4	47,7	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	6,0	49,5	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	5,6	51,5	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	5,2	53,5	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,8	55,5	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,5	57,7	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,2	59,9	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0	0	0	3,9	62,2	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2074	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту МКТ. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2027	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2028	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2029	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2030	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2031	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2032	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2033	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2034	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2035	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2036	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2037	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2038	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2039	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2040	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2041	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2042	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2043	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2044	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2045	3,2	4,4	4,4	3,2	4,4	0,006	4,3	4,3	4,3	4,3	24,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,441	0,441
2046	6,0	8,2	8,6	9,2	12,6	0,018	8,9	8,9	13,1	13,1	32,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,822	1,262
2047	5,6	7,7	8,8	14,8	20,3	0,029	9,2	9,2	22,3	22,3	39,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,766	2,028
2048	5,2	7,1	9,0	20,0	27,4	0,040	9,6	9,6	31,9	31,9	45,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,714	2,742
2049	4,9	6,7	9,2	24,9	34,1	0,049	9,9	9,9	41,8	41,8	51,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,666	3,408
2050	4,5	6,2	9,4	29,4	40,3	0,058	10,3	10,3	52,1	52,1	56,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,621	4,029
2051	4,2	5,8	9,7	33,6	46,1	0,067	10,7	10,7	62,9	62,9	60,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,579	4,608
2052	3,9	5,4	10,0	37,6	51,5	0,075	11,1	11,1	74,0	74,0	64,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,540	5,148
2053	3,7	5,0	10,4	41,3	56,5	0,082	11,6	11,6	85,5	85,5	68,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,503	5,651
2054	3,4	4,7	10,8	44,7	61,2	0,089	12,0	12,0	97,6	97,6	71,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,469	6,120
2055	3,2	4,4	11,3	47,9	65,6	0,095	12,5	12,5	110,0	110,0	74,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,438	6,558
2056	3,0	4,1	11,9	50,9	69,7	0,101	13,0	13,0	123,0	123,0	77,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,408	6,966
2057	2,8	3,8	12,5	53,6	73,5	0,107	13,5	13,5	136,4	136,4	79,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,380	7,346
2058	2,6	3,5	13,4	56,2	77,0	0,112	14,0	14,0	150,4	150,4	81,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,355	7,701
2059	2,4	3,3	14,4	58,6	80,3	0,117	14,5	14,5	164,9	164,9	83,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,331	8,032
2060	2,3	3,1	15,7	60,9	83,4	0,121	15,1	15,1	180,0	180,0	85,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,308	8,340
2061	2,1	2,9	17,3	63,0	86,3	0,125	15,7	15,7	195,7	195,7	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,287	8,628
2062	2,0	2,7	19,5	64,9	89,0	0,129	16,3	16,3	212,0	212,0	88,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,268	8,896
2063	1,8	2,5	22,6	66,8	91,5	0,133	16,9	16,9	228,9	228,9	89,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,250	9,146
2064	1,7	2,3	27,3	68,5	93,8	0,136	17,6	17,6	246,4	246,4	90,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,233	9,379
2065	1,6	2,2	35,0	70,0	96,0	0,139	18,2	18,2	264,7	264,7	91,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,217	9,596
2066	1,5	2,0	50,1	71,5	98,0	0,142	18,9	18,9	283,6	283,6	92,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,203	9,798
2067	1,4	1,9	93,7	72,9	99,9	0,145	19,7	19,7	303,3	303,3	93,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,189	9,987
2068	0,6	0,9	100,0	73,6	100,8	0,146	10,3	10,3	313,6	313,6	93,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,088	10,076
2069	0,0	-	-	73,6	100,8	0,146	0,0	0,0	313,6	313,6	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	10,076
2070	0,0	-	-	73,6	100,8	0,146	0,0	0,0	313,6	313,6	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	10,076
2071	0,0	-	-	73,6	100,8	0,146	0,0	0,0	313,6	313,6	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	10,076
2072	0,0	-	-	73,6	100,8	0,146	0,0	0,0	313,6	313,6	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	10,076
2073	0,0	-	-	73,6	100,8	0,146	0,0	0,0	313,6	313,6	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	10,076
2074	0,0	-	-	73,6	100,8	0,146	0,0	0,0	313,6	313,6	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	10,076

Таблица 4.1.9 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения

№№	Наименование	Объекты разработки		
		КТ-II	КТ-I	МКТ
1	Плотность сетки доб.+нагнет. скв., га/скв.	34,5	101,8	240,6
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	473,5	79,8	6
3	Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	1,8	4,1	8,2
4	Год выхода на проектный уровень	2044	2033	2046
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/сут	4 024,2	470,5	19,7
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м3/год	604,4	5,409	0,821544
8	Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), тыс. м3/год	3 953,6	109,4	-
9	Фонд добывающих скважин за весь срок разработки, всего, шт.	135	16	1
10	Фонд нагнетательных скважин за весь срок разработки, всего, шт.	45	6	0
11	Фонд скважин для бурения, всего, шт.	37	-	-
12	Фонд резервных скважин, шт.	10	0	0
13	Фонд скважин-дублеров, шт.	0	0	0
14	Накопленная добыча за проектный период, тыс. т:			
15	нефти	15 397,2	1 927,6	73,6
16	жидкости	117 583,1	11 070,5	313,6
17	Накопленная добыча с начала разработки:			
18	нефти, тыс. т	26 103,6	1 935,9	73,6
19	жидкости, млн.т	135 501,3	11 086,2	313,6
20	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,273	0,203	0,146
21	Средняя обводненность к концу разработки, %	96,3	96,4	93,7

Согласно ст.277, п.12, пп.3 Кодекс «О недрах и - недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей разработки:

1) плотность сетки эксплуатационных скважин;

2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;

3) коэффициент компенсации по залежам;

4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;

5) отношение пластового давления к забойному давлению;

6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;

7) объемы добычи углеводородов;

8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;

9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

В таблице 4.1.10 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

Таблица 4.1.10 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Параметры	Объекты		
		I	Возвратный КТ-I	Возвратный МКТ
1	Плотность сетки скважин, га/скв	47,6 на начало разбуривания 34,5 на конец разбуривания	101,8	240,6
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	В соответствии с количеством добывающих и гнагнетательных скважин, приведенных в разделе 4.1		
3	Коэффициент компенсации отборов, %	+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1		-
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	Рпл>Рнас; Рзаб≥0,5Рнас		
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	ΔР=Рпл-Рзаб, где минимальное Рзаб≥0,5Рнас		
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, $м^3/т$	2780,0	3670,0	137,0
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1		
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, $тыс.м^3$	+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1		-
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1		

4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки

Любой относительно крупный проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компании), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

В настоящем проекте для экономической оценки технологических показателей вариантов разработки месторождения оценены изменение доходов за счет применения технологий разработки и добычи нефти (увеличение добычи нефти).

Анализ финансовой рентабельности проекта основывается на моделировании потоков реальных денег, складывающихся в течение всего срока его реализации.

Система рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, включает в себя:

• Денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами.

• Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) – величина, полученная дисконтированием (при ставке дисконта 10.85%) разницы между всеми годовыми расходами и приходами реальных денег за период реализации отчета, накапливаемыми в течение рентабельности варианта;

• Срок окупаемости – число периодов планирования, в течение которых совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2026г, отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Результаты альтернативных вариантов разработки приведены в табличных приложениях П.4.2.1.-4.2.5.

Таблица 4.2.1 – Капитальные вложения, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)												
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	**122 705 583**	5 251 159	5 679 129	-	-	-	3 745 517	-	8 213 947	8 595 431	4 495 428
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	**17 726 836**	-	-	7 090 734	3 545 367	3 545 367	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	**11 146 298**	-	4 680 285	-	-	-	-	6 466 013	-	-	-
ЗБС	тыс.тг.	**1 325 226**	-	-	1 325 226	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**152 903 943**	5 251 159	10 359 414	8 415 960	3 545 367	3 545 367	3 745 517	6 466 013	8 213 947	8 595 431	4 495 428
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство скважины	тыс.тг.	**7 300 111**	260 059	421 881	303 918	164 073	177 018	185 494	194 282	406 789	425 682	222 632
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	**2 468 695**	232 371	186 155	201 156	108 596	-	122 774	-	-	140 874	147 355
Модернизация и расширение установки подготовки подтоварной воды системы УППВ м/р Алибекмола	тыс.тг.	**650 000**	650 000									
Замена трубопроводов наскважинах Алибекмола	тыс.тг.	**69 645**	13 929	13 929	13 929	13 929	13 929					
Строительство резервного товарного компрессора	тыс.тг.	**2 799 203**	2 799 203									
СМР: «Реконструкция манифольдов № 4 м/р «Алибекмола»	тыс.тг.	**466 000**	166 000	150 000	150 000							
Замена рабочих станций КУУГ и обновление ПО КУУГ	тыс.тг.	**110 000**	110 000									
СМР по объекту: «Строительство 2-ой нитки низконапорного трубопровода СППД Алибекмола»	тыс.тг.	**200 000**	200 000									
Закуп и ПН серверов ТМ и ТИ и видеостены с программным обеспечением в диспетчеркой ПС-110/35/6кВ "Алибекмола"	тыс.тг.	**220 000**	220 000									
Ремонт объектов вахтового поселка Мунайшы Алибекмола	тыс.тг.	**150 000**	150 000									
Прочие проекты	тыс.тг.	**350 100**	210 000	66 000	74 100							
Капитального ремонта газовых двигателей «CATERPILLAR» Алибекмола	тыс.тг.	**6 780 073**	730 325	172 665	172 665	-	434 876	434 876	176 476	-	-	730 325
ОНСС	тыс.тг.	**14 045 036**	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654
ИТ (аппаратное обеспечение, программой продукт)	тыс.тг.	**448 544**	62 164	15 365	16 133	16 940	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.	**222 195**	91 000	109 721	21 474	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	36 279 601	6 505 705	1 746 370	1 564 029	914 191	1 254 263	1 371 583	999 199	1 035 229	1 194 996	1 728 753
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	**тыс.тг.**	**189 183 544**	**11 756 864**	**12 105 783**	**9 979 989**	**4 459 558**	**4 799 631**	**5 117 100**	**7 465 211**	**9 249 176**	**9 790 427**	**6 224 181**

Продолжение таблицы 4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	4 700 340	-	10 265 432	10 721 350	11 193 647	11 682 858	12 189 534	12 714 242	13 257 567	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	-	3 545 367	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЗБС	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	4 700 340	3 545 367	10 265 432	10 721 350	11 193 647	11 682 858	12 189 534	12 714 242	13 257 567	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
Обустройство промысла														
Обустройство скважины	тыс.тг.	232 781	243 297	508 387	530 966	554 356	578 584	603 677	629 663	656 570	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	-	161 032	168 244	-	-	-	-	208 379	217 283	-	236 048	-	-
Модернизация и расширение установки подготовки подтоварной воды системы УППВ м/р Алибекмола	тыс.тг.													
Замена трубопроводов на скважинах Алибекмола	тыс.тг.													
Строительство резервного товарного компрессора	тыс.тг.													
СМР: «Реконструкция манифольдов № 4 м/р «Алибекмола»	тыс.тг.													
Замена рабочих станций КУУГ и обновление ПО КУУГ	тыс.тг.													
СМР по объекту: «Строительство 2-ой нитки низконапорного трубопровода СППД Алибекмола»	тыс.тг.													
Закуп и ПН серверов ТМ и ТИ и видеостены с программным обеспечением в диспетчеркой ПС-110/35/6кВ "Алибекмола"	тыс.тг.													
Ремонт объектов вахтового поселка Мунайшы Алибекмола	тыс.тг.													
Прочие проекты	тыс.тг.													
Капитального ремонта газовых двигателей «CATERPILLAR» Алибекмола	тыс.тг.	730 325	172 665	172 665	-	434 876	434 876	176 476	-	-	730 325	730 325	172 665	172 665

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
ОНСС	тыс.тг.	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654
ИТ (аппаратное обеспечение, программой продукт)	тыс.тг.	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	1 591 546	1 205 434	1 477 737	1 159 406	1 617 673	1 641 900	1 408 593	1 466 482	1 502 294	1 358 766	1 594 814	801 105	801 105
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	**тыс.тг.**	**6 291 886**	**4 750 801**	**11 743 169**	**11 880 756**	**12 811 320**	**13 324 759**	**13 598 127**	**14 180 724**	**14 759 861**	**1 358 766**	**1 594 814**	**801 105**	**801 105**

Продолжение таблицы 4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)													
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЗБС	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО													
Обустройство промысла													
Обустройство скважины	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	338 429	-	-	-	-	-
Модернизация и расширение установки подготовки подтоварной воды системы УППВ м/р Алибекмола	тыс.тг.												
Замена трубопроводов на скважинах Алибекмола	тыс.тг.												
Строительство резервного товарного компрессора	тыс.тг.												
СМР: «Реконструкция манифольдов № 4 м/р «Алибекмола»	тыс.тг.												
Замена рабочих станций КУУГ и обновление ПО КУУГ	тыс.тг.												
СМР по объекту: «Строительство 2-ой нитки низконапорного трубопровода СППД Алибекмола»	тыс.тг.												
Закуп и ПН серверов ТМ и ТИ и видеостены с программным обеспечением в диспетчеркой ПС-110/35/6кВ "Алибекмола"	тыс.тг.												
Ремонт объектов вахтового поселка Мунайшы Алибекмола	тыс.тг.												
Прочие проекты	тыс.тг.												
Капитального ремонта газовых двигателей «CATERPILLAR» Алибекмола	тыс.тг.												
ОНСС	тыс.тг.												
ИТ (аппаратное обеспечение, программой продукт)	тыс.тг.												
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.												
Итого с инфляцией	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	338 429	-	-	-	-	-
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	**тыс.тг.**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**338 429**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

Таблица 4.2.2 – Бюджетная эффективность, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ														
НДС (с выручки)	тыс.тг.	**337 156 604**	2 287 801	2 686 726	3 257 164	4 057 213	3 937 175	4 401 081	4 949 852	5 378 646	5 699 781	6 076 628	6 435 085	6 793 163
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**22 931 945**	300 595	337 518	365 887	384 182	403 391	413 476	423 812	434 408	445 268	456 400	467 810	479 505
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	**10 689 148**	113 005	127 296	138 197	145 107	152 362	156 171	160 076	164 078	168 180	172 384	176 694	181 111
Налог на имущество	тыс.тг.	**17 091 132**	238 303	353 580	440 516	465 875	454 562	449 255	461 824	498 916	545 316	565 508	560 396	546 678
Прочие налоги	тыс.тг.	**19 772 014**	191 231	200 792	210 832	221 373	232 442	238 253	244 210	250 315	256 573	262 987	269 562	276 301
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**430 047 887**	1 615 819	1 897 873	2 302 821	1 874 049	2 669 598	2 931 897	3 343 838	3 665 251	3 901 547	4 180 705	5 655 708	5 993 588
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**365 325 104**	2 292 332	2 692 477	3 206 914	2 609 805	3 717 689	3 983 383	4 432 255	5 134 775	5 332 498	5 574 674	6 225 617	6 436 628
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**237 959 033**	1 138 491	1 341 129	2 245 479	2 109 102	2 627 248	2 885 386	3 290 792	3 607 106	3 839 653	4 114 383	4 373 275	4 634 541
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	**487 378**	8 844	9 593	11 902	13 394	15 389	19 309	19 848	20 287	20 794	21 314	21 908	22 393
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**137 317 942**	437 460	798 388	1 430 119	1 458 356	1 799 547	2 356 535	3 167 347	3 555 528	3 905 459	4 247 911	4 353 800	4 852 359
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**30 422**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**904 495 401**	**4 048 278**	**5 071 920**	**7 095 502**	**5 224 030**	**8 135 053**	**9 032 585**	**10 594 150**	**11 952 016**	**12 715 506**	**13 519 637**	**15 669 684**	**16 629 941**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**373 383 672**	4 554 615	4 981 783	4 985 224	4 329 308	4 753 502	5 057 978	5 770 640	6 455 044	6 800 258	6 366 544	6 615 602	6 437 833
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**36 227 068**	2 266 814	2 295 057	1 728 060	272 095	816 327	656 897	820 788	1 076 398	1 100 478	289 915	180 516	-355 330
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**1 241 652 005**	**6 336 079**	**7 758 646**	**10 352 666**	**9 281 243**	**12 072 228**	**13 433 666**	**15 544 002**	**17 330 662**	**18 415 287**	**19 596 266**	**22 104 769**	**23 423 104**

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	Ед.изм.	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ																
НДС (с выручки)	тыс.тг.	7 215 206	7 710 255	8 151 169	8 579 338	8 803 730	8 921 897	9 001 842	9 026 452	9 021 993	8 941 456	8 905 150	8 867 360	8 796 586	8 671 110	8 555 844
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	491 492	503 780	516 374	529 284	542 516	556 079	569 981	584 230	579 393	573 949	567 871	561 130	553 697	545 542	536 633
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	185 639	190 280	195 037	199 913	204 910	210 033	215 284	220 666	211 104	200 926	190 107	194 859	199 731	204 724	209 842
Налог на имущество	тыс.тг.	569 785	634 890	697 048	759 093	816 852	871 408	925 189	889 164	774 617	673 698	582 858	500 537	425 457	361 640	307 395
Прочие налоги	тыс.тг.	283 208	290 288	297 546	304 984	312 609	320 424	328 435	336 646	345 062	353 688	362 530	371 594	380 884	390 406	400 166
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	6 392 197	6 862 373	7 278 900	7 681 993	9 010 075	9 255 120	9 459 596	9 592 258	10 282 118	10 237 276	10 267 521	10 272 293	10 235 331	11 327 811	11 208 013
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 697 270	7 515 561	7 777 302	8 007 800	8 552 255	8 570 584	9 080 422	8 983 187	9 361 877	9 093 706	8 898 119	9 167 634	8 911 850	9 062 746	8 748 198
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	4 942 765	5 306 329	6 432 466	6 788 685	6 967 039	7 156 520	7 314 631	7 417 211	7 482 961	6 519 035	6 538 295	6 541 334	6 517 796	6 454 167	6 385 911
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	22 953	23 527	24 109	24 718	25 336	22 235	19 065	16 156	13 660	12 313	10 389	9 084	7 836	6 522	5 717
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 261 919	5 621 247	5 827 512	6 140 620	5 813 668	5 650 567	5 337 234	5 303 191	5 154 453	5 246 563	5 166 908	4 982 883	4 831 184	4 277 612	4 250 663
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 352	8 183	19 887	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**17 632 022**	**19 238 019**	**20 895 123**	**21 857 752**	**23 441 530**	**23 691 073**	**24 247 994**	**24 316 257**	**25 183 252**	**23 969 698**	**23 681 801**	**23 742 170**	**23 287 067**	**23 960 060**	**23 496 693**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	8 380 858	8 785 392	9 372 328	9 866 464	10 235 969	10 710 353	11 157 566	7 628 157	7 785 595	7 642 252	7 786 783	7 666 464	7 792 360	7 892 217	7 841 882
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	1 165 652	1 075 137	1 221 159	1 287 125	1 432 239	1 788 456	2 155 725	-1 398 295	-1 236 398	-1 299 205	-1 118 367	-1 200 896	-1 004 225	-778 893	-713 962
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**24 847 228**	**26 948 274**	**29 046 292**	**30 437 090**	**32 245 260**	**32 612 970**	**33 249 836**	**33 342 709**	**34 205 245**	**32 911 154**	**32 586 951**	**32 609 530**	**32 083 653**	**32 631 170**	**32 052 537**

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	Ед.изм.	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
1	2	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ													
НДС (с выручки)	тыс.тг.	8 432 080	8 259 573	7 939 919	7 748 555	7 637 748	7 509 011	7 386 864	7 238 688	7 201 008	7 136 749	7 063 032	7 000 319
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	526 937	516 422	505 051	492 789	479 598	465 440	450 274	434 058	444 910	456 033	467 434	479 119
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	215 088	220 465	225 977	231 626	237 417	243 353	249 436	255 672	262 064	268 616	275 331	282 214
Налог на имущество	тыс.тг.	261 287	222 095	190 940	164 457	139 790	118 823	101 000	85 851	72 974	62 029	52 726	44 817
Прочие налоги	тыс.тг.	410 170	420 424	430 935	441 708	452 751	464 070	475 671	487 563	499 752	512 246	525 052	538 178
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	11 081 551	10 892 028	11 614 385	11 357 012	11 203 154	11 546 257	11 367 909	11 146 613	11 526 814	11 409 249	11 301 181	11 203 024
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	9 704 306	9 305 695	8 758 843	9 445 746	9 090 517	8 724 936	8 380 651	8 942 128	8 629 353	8 333 015	8 885 810	8 593 787
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	6 313 858	6 205 875	5 987 214	5 854 538	5 775 224	5 681 544	5 593 785	5 484 892	5 425 369	5 370 034	5 319 169	5 272 970
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	4 802	3 835	2 805	0	0	0	0	0	2 735	2 994	2 775	2 708
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	3 938 884	3 844 208	3 287 361	2 909 401	2 657 902	2 338 177	2 096 140	1 622 909	1 323 235	1 075 142	633 599	361 948
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**24 024 803**	**23 371 475**	**23 063 592**	**23 148 723**	**22 398 606**	**22 073 588**	**21 328 002**	**21 220 998**	**20 986 199**	**20 352 609**	**20 400 044**	**19 778 448**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	7 803 773	7 728 557	7 745 220	7 560 780	7 686 197	7 751 163	7 846 390	7 937 476	8 065 383	8 205 127	8 355 925	8 518 778
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-628 307	-531 016	-194 699	-187 775	48 450	242 153	459 526	698 788	864 375	1 068 378	1 292 894	1 518 459
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**32 456 883**	**31 631 048**	**31 003 510**	**30 897 278**	**30 036 353**	**29 582 599**	**28 714 866**	**28 459 686**	**28 187 207**	**27 489 358**	**27 463 076**	**26 778 767**

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	Ед.изм.	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ											
НДС (с выручки)	тыс.тг.	6 935 530	6 807 230	6 713 260	6 476 988	6 195 548	5 986 209	5 816 251	5 770 308	5 627 127	5 144 906
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	491 097	503 375	515 959	528 858	473 462	414 965	353 248	288 186	295 390	225 140
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	289 270	296 501	303 914	311 512	257 214	263 644	270 235	276 991	283 916	280 979
Налог на имущество	тыс.тг.	38 095	32 382	27 525	23 397	19 888	16 905	14 370	12 215	10 383	8 826
Прочие налоги	тыс.тг.	551 633	565 424	579 559	594 048	608 900	624 122	639 725	655 718	672 111	688 914
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	12 081 547	11 871 525	12 176 185	11 737 348	11 251 146	11 299 550	10 985 717	11 714 030	11 425 025	10 461 067
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	8 318 324	8 771 798	8 439 878	7 937 268	8 055 539	7 600 545	7 775 386	7 530 812	7 165 868	6 867 344
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	5 231 550	3 671 862	3 621 243	3 490 732	3 346 133	3 236 065	3 146 186	3 123 404	3 046 344	2 789 316
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	2 380	2 097	2 064	2 167	1 667	1 439	1 284	1 155	1 101	775
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм.	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**20 068 368**	**18 907 733**	**18 953 068**	**18 148 342**	**17 818 400**	**17 471 026**	**17 369 899**	**17 832 201**	**17 273 011**	**16 177 454**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	8 693 874	8 772 207	8 887 781	8 453 392	7 999 500	8 030 164	7 837 193	7 700 506	7 496 950	6 654 365
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	1 758 344	1 964 976	2 174 521	1 976 404	1 803 952	2 043 955	2 020 942	1 930 197	1 869 823	1 509 459
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**27 003 898**	**25 714 964**	**25 666 328**	**24 625 330**	**24 013 948**	**23 457 235**	**23 186 150**	**23 602 509**	**22 900 137**	**21 322 361**

Таблица 4.2.3 – Производственный доход, 2 вариант

Расчет доходной части	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нефть	тыс.тонн	**17 295**	190,085	218,315	255,300	277,757	301,957	323,537	359,995	384,973	399,797	417,954	433,418	448,108
Товарный газ	млн. м3	**6 093**	136,888	150,379	191,896	218,829	254,769	316,888	317,775	316,888	316,887	316,888	317,775	316,888
СУГ	млн. м3	**641**	14,677	15,714	18,915	20,972	23,733	28,505	28,585	28,505	28,505	28,505	28,585	28,505
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	**6 548**	70,751	83,101	98,979	80,550	114,743	122,944	136,798	146,290	151,923	158,823	164,699	170,281
на внутренний рынок	тыс. тонн	**10 747**	119,334	135,214	156,321	197,208	187,213	200,593	223,197	238,683	247,874	259,132	268,719	277,827
Товарного газа														
на внутренний рынок	млн.м3	**6 093**	136,888	150,379	191,896	218,829	254,769	316,888	317,775	316,888	316,887	316,888	317,775	316,888
СУГ														
на внутренний рынок	тыс.м3	**641**	14,677	15,714	18,915	20,972	23,733	28,505	28,585	28,505	28,505	28,505	28,585	28,505
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг./тонн	**368 969**	207 619	207 619	211 507	211 507	211 507	216 795	222 215	227 770	233 464	239 301	245 284	251 416
на внутренний рынок	тг./тонн	**200 395**	105 000	110 000	115 000	115 000	115 000	117 875	120 822	123 842	126 938	130 112	133 365	136 699
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг./м3	**11 375**	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 680,44	6 847,45	7 018,63	7 194,10	7 373,95	7 558,30	7 747,26
СУГ														
на внутренний рынок	тг./м3	**104 228**	59 722,00	59 722,00	59 722,00	59 722,00	59 722,00	61 215,05	62 745,43	64 314,06	65 921,91	67 569,96	69 259,21	70 990,69
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тг. тыс	**2 256 588 966**	14 689 265	17 253 394	20 934 735	17 036 809	24 269 072	26 653 613	30 398 531	33 320 463	35 468 610	38 006 410	40 397 914	42 811 343
на внутренний рынок	тг. тыс	**2 007 895 170**	12 530 043	14 873 495	17 976 968	22 678 864	21 529 500	23 644 866	26 967 046	29 559 140	31 464 798	33 716 123	35 837 666	37 978 659
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг. тыс	**48 605 620**	892 168	980 096	1 250 685	1 426 221	1 660 459	2 116 947	2 175 950	2 224 118	2 279 719	2 336 714	2 401 842	2 455 010
СУГ														
на внутренний рынок	тг. тыс	**50 727 987**	876 548	938 445	1 129 622	1 252 494	1 417 387	1 744 943	1 793 577	1 833 280	1 879 112	1 926 090	1 979 774	2 023 599
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**4 363 817 743**	**28988023**	**34045429**	**41292010**	**42394388**	**48876417**	**54160369**	**61335105**	**66937001**	**71092238**	**75985337**	**80617196**	**85268610**

Продолжение таблицы 4.2.3

Расчет доходной части	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Нефть	тыс.тонн	466,254	488,341	505,348	520,325	520,971	522,087	520,607	515,032	506,924	492,403	481,813	470,280	457,159	441,654
Товарный газ	млн. м3	316,887	316,888	316,736	316,888	316,888	268,107	220,552	178,520	143,334	123,352	97,522	79,953	63,749	47,559
СУГ	млн. м3	28,505	28,505	28,505	28,505	28,505	24,758	21,116	17,875	15,172	13,637	11,665	10,303	9,058	7,815
Продажа продукции по направлениям															
Нефти															
на экспорт	тыс. тонн	177,176	185,569	192,032	197,723	197,969	198,393	197,831	195,712	192,631	187,113	183,089	178,706	173,720	167,829
на внутренний рынок	тыс. тонн	289,077	302,771	313,316	322,601	323,002	323,694	322,776	319,320	314,293	305,290	298,724	291,573	283,438	273,826
Товарного газа															
на внутренний рынок	млн.м3	316,887	316,888	316,736	316,888	316,888	268,107	220,552	178,520	143,334	123,352	97,522	79,953	63,749	47,559
СУГ															
на внутренний рынок	тыс.м3	28,505	28,505	28,505	28,505	28,505	24,758	21,116	17,875	15,172	13,637	11,665	10,303	9,058	7,815
Цена реализации продукции															
Нефти															
на экспорт	тг./тонн	257 701	264 144	270 747	277 516	284 454	291 565	298 854	306 325	313 984	321 833	329 879	338 126	346 579	355 244
на внутренний рынок	тг./тонн	140 116	143 619	147 210	150 890	154 662	158 529	162 492	166 554	170 718	174 986	179 361	183 845	188 441	193 152
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг./м3	7 940,94	8 139,46	8 342,95	8 551,52	8 765,31	8 984,45	9 209,06	9 439,28	9 675,27	9 917,15	10 165,08	10 419,20	10 679,68	10 946,67

Расчет доходной части	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
СУГ															
на внутренний рынок	тг./м3	72 765,46	74 584,59	76 449,21	78 360,44	80 319,45	82 327,44	84 385,62	86 495,26	88 657,64	90 874,09	93 145,94	95 474,59	97 861,45	100 307,99
Производственная прибыль от реализации															
Нефти															
на экспорт	тг. тыс	45 658 549	49 016 952	51 992 144	54 871 379	56 312 971	57 844 502	59 122 475	59 951 614	60 483 048	60 219 270	60 397 183	60 425 255	60 207 827	59 620 057
на внутренний рынок	тг. тыс	40 504 463	43 483 759	46 123 101	48 677 319	49 956 179	51 314 826	52 448 538	53 184 080	53 655 525	53 421 523	53 579 352	53 604 255	53 411 372	52 889 951
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг. тыс	2 516 383	2 579 295	2 642 511	2 709 871	2 777 618	2 408 794	2 031 079	1 685 105	1 386 790	1 223 303	991 321	833 045	680 819	520 613
СУГ															
на внутренний рынок	тг. тыс	2 074 189	2 126 043	2 179 194	2 233 674	2 289 516	2 038 238	1 781 894	1 546 141	1 345 140	1 239 276	1 086 512	983 697	886 470	783 873
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**90753584**	**97206048**	**102936950**	**108492244**	**111336284**	**113606359**	**115383987**	**116366940**	**116870503**	**116103373**	**116054368**	**115846252**	**115186488**	**113814494**

Продолжение таблицы 4.2.3

Расчет доходной части	Ед.изм	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
1	2	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
Нефть	тыс.тонн	426,325	411,234	394,343	371,169	354,092	340,775	327,071	314,164	300,535	290,023	280,064	270,645	261,750
Товарный газ	млн. м3	37,366	26,628	15,810	4,875	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,534	5,951	4,524	5,191
СУГ	млн. м3	7,043	6,207	5,376	4,536	3,985	3,522	3,126	2,688	2,353	4,202	3,901	3,620	3,350
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	162,004	156,269	149,850	141,044	134,555	129,495	124,287	119,382	114,203	110,209	106,424	102,845	99,465
на внутренний рынок	тыс. тонн	264,322	254,965	244,492	230,125	219,537	211,281	202,784	194,782	186,332	179,814	173,639	167,800	162,285
Товарного газа														
на внутренний рынок	млн.м3	37,366	26,628	15,810	4,875	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,534	5,951	4,524	5,191
СУГ														
на внутренний рынок	тыс.м3	7,043	6,207	5,376	4,536	3,985	3,522	3,126	2,688	2,353	4,202	3,901	3,620	3,350
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг./тонн	364 125	373 228	382 559	392 123	401 926	411 974	422 273	432 830	443 651	454 742	466 110	477 763	489 707
на внутренний рынок	тг./тонн	197 981	202 930	208 003	213 204	218 534	223 997	229 597	235 337	241 220	247 251	253 432	259 768	266 262
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг./м3	11 220,34	11 500,85	11 788,37	12 083,08	12 385,16	12 694,79	13 012,16	13 337,46	13 670,90	14 012,67	14 362,99	14 722,06	15 090,11
СУГ														
на внутренний рынок	тг./м3	102 815,69	105 386,08	108 020,73	110 721,25	113 489,28	116 326,51	119 234,68	122 215,54	125 270,93	128 402,70	131 612,77	134 903,09	138 275,67
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тг. тыс	58 989 541	58 323 952	57 326 464	55 306 594	54 081 010	53 348 352	52 482 986	51 672 312	50 666 421	50 116 583	49 605 431	49 135 568	48 708 802
на внутренний рынок	тг. тыс	52 330 609	51 740 154	50 855 266	49 063 406	47 976 170	47 326 216	46 558 536	45 839 373	44 947 030	44 459 260	44 005 809	43 588 985	43 210 394
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг. тыс	419 258	306 245	186 379	58 903	0	0	0	0	0	7 482	85 477	66 607	78 326
СУГ														
на внутренний рынок	тг. тыс	724 157	654 100	580 683	502 183	452 299	409 706	372 781	328 527	294 770	539 559	513 395	488 355	463 274
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**112463565**	**111024451**	**108948793**	**104931086**	**102509479**	**101084274**	**99414304**	**97840212**	**95908221**	**95122883**	**94210111**	**93279515**	**92460794**

Продолжение таблицы 4.2.3

Расчет доходной части	Ед.изм	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Нефть	тыс.тонн	253,360	242,884	233,693	219,776	205,534	193,925	183,941	178,155	169,521	151,433
Товарный газ	млн. м3	2,236	0,407	1,560	5,080	1,295	0,549	0,428	0,089	0,831	0,143
СУГ	млн. м3	3,115	2,843	2,602	2,286	1,990	1,735	1,515	1,361	1,184	0,860
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	96,277	92,296	88,803	83,515	78,103	73,692	69,897	67,699	64,418	57,544
на внутренний рынок	тыс. тонн	157,083	150,588	144,890	136,261	127,431	120,234	114,043	110,456	105,103	93,888
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	2,236	0,407	1,560	5,080	1,295	0,549	0,428	0,089	0,831	0,143
СУГ											
на внутренний рынок	тыс.м3	3,115	2,843	2,602	2,286	1,990	1,735	1,515	1,361	1,184	0,860
Цена реализации продукции											

Расчет доходной части	**Ед.изм**	**2065**	**2066**	**2067**	**2068**	**2069**	**2070**	**2071**	**2072**	**2073**	**2074**
1	2	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Нефти											
на экспорт	тг./тонн	501 950	514 499	527 361	540 545	554 059	567 910	582 108	596 661	611 577	626 867
на внутренний рынок	тг./тонн	272 919	279 742	286 735	293 903	301 251	308 782	316 502	324 414	332 525	340 838
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг./м3	15 467,36	15 854,05	16 250,40	16 656,66	17 073,08	17 499,90	17 937,40	18 385,84	18 845,48	19 316,62
СУГ											
на внутренний рынок	тг./м3	141 732,56	145 275,87	148 907,77	152 630,47	156 446,23	160 357,38	164 366,32	168 475,48	172 687,36	177 004,55
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг. тыс	48 326 189	47 486 100	46 831 482	45 143 647	43 273 637	41 850 185	40 687 839	40 393 206	39 396 638	36 072 644
на внутренний рынок	тг. тыс	42 870 972	42 125 714	41 544 992	40 047 685	38 388 768	37 126 000	36 094 863	35 833 489	34 949 417	32 000 647
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг. тыс	34 578	6 456	25 355	84 611	22 117	9 602	7 684	1 629	15 666	2 771
СУГ											
на внутренний рынок	тг. тыс	441 512	413 021	387 530	348 876	311 288	278 206	249 022	229 309	204 458	152 248
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**91673251**	**90031291**	**88789360**	**85624820**	**81995809**	**79263992**	**77039409**	**76457632**	**74566179**	**68228310**

Таблица 4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	338 425 081	836 054	921 305	1 086 702	1 200 666	1 357 109	1 497 199	1 716 357	1 912 771	2 115 987	2 320 880	2 512 046
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	17 771 878	76 602	91 569	111 568	127 657	144 742	159 937	182 989	202 399	218 316	235 391	250 980
Затраты на материалы	тыс.тг.	86 690 597	491 885	593 183	728 360	832 050	949 769	1 043 088	1 189 645	1 303 994	1 388 062	1 487 379	1 580 970
ГСМ и топливо	тыс.тг.	22 335 003	124 531	150 177	184 400	210 651	240 454	264 080	301 184	330 134	351 418	376 562	400 256
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	144 339 185	2 085 034	2 189 286	2 298 750	2 413 688	2 534 372	2 597 732	2 662 675	2 729 242	2 797 473	2 867 410	2 939 095
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	16 024 519	133 314	193 322	255 206	240 778	207 615	216 429	225 717	256 025	282 457	291 610	262 641
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	28 236 801	267 616	285 320	304 125	319 331	340 302	343 680	352 272	366 469	381 154	385 021	400 450
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	4 479 343	43 323	45 489	47 764	50 152	52 660	53 976	55 326	56 709	58 126	59 580	61 069
Услуги связи	тыс.тг.	1 393 576	13 020	13 881	14 796	15 536	16 556	16 720	17 138	17 829	18 543	18 731	19 482
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	130 944	1 223	1 304	1 390	1 460	1 556	1 571	1 610	1 675	1 742	1 760	1 831
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	11 052 649	103 261	110 092	117 348	123 215	131 307	132 610	135 926	141 403	147 070	148 562	154 515
Охрана труда	тыс.тг.	3 513 643	32 827	34 998	37 305	39 170	41 743	42 157	43 211	44 952	46 754	47 228	49 120
Охрана объектов	тыс.тг.	27 073 329	263 203	276 363	290 181	304 690	319 924	327 923	336 121	344 524	353 137	361 965	371 014
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	7 944 811	74 225	79 136	84 351	88 569	94 385	95 322	97 705	101 643	105 716	106 788	111 068
Трассерные исследования	тыс.тг.	5 893 740	42 600	46 272	51 825	56 117	58 923	62 226	63 782	65 376	68 981	72 726	74 544
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	868 105	8 110	8 647	9 217	9 678	10 313	10 416	10 676	11 106	11 551	11 668	12 136
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	90 772	848	904	964	1 012	1 078	1 089	1 116	1 161	1 208	1 220	1 269
Мониторинг	тыс.тг.	2 647 501	24 735	26 371	28 109	29 514	31 453	31 765	32 559	33 871	35 228	35 586	37 012
ТБ и Пожарнаяя охрана	тыс.тг.	14 503 228	140 998	148 048	155 450	163 223	171 384	175 669	180 060	184 562	189 176	193 905	198 753
Охрана окружающей среды	тыс.тг.	2 932 588	27 398	29 211	31 136	32 693	34 840	35 185	36 065	37 518	39 022	39 418	40 997
Стандартизация, сертификация	тыс.тг.	2 097 904	19 600	20 897	22 274	23 387	24 923	25 171	25 800	26 840	27 915	28 198	29 329
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг.	75 176 310	772 577	811 206	851 766	894 354	939 072	962 549	986 613	1 011 278	1 036 560	1 062 474	1 089 036
Ремонт оборудования	тыс.тг.	11 916 463	115 850	121 642	127 725	134 111	140 816	144 337	147 945	151 644	155 435	159 321	163 304
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	12 829 197	119 858	127 787	136 210	143 020	152 412	153 925	157 774	164 132	170 709	172 441	179 351
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	1 470 997	13 743	14 652	15 618	16 399	17 476	17 649	18 090	18 819	19 574	19 772	20 564
НИР	тыс.тг.	18 918 552	182 976	192 125	201 731	211 818	222 409	227 969	233 668	239 510	245 498	251 635	257 926
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг.	173 015 829	1 728 713	1 815 149	1 905 906	2 001 201	2 101 261	2 153 793	2 207 638	2 262 829	2 319 399	2 377 384	2 436 819
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	2 823 622	26 380	28 125	29 979	31 478	33 545	33 878	34 725	36 124	37 572	37 953	39 474
Транспортные расходы	тыс.тг.	63 976 574	617 281	658 117	701 493	736 567	784 939	792 731	812 549	845 294	879 167	888 087	923 675
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	8 398 266	78 462	83 652	89 166	93 624	99 772	100 763	103 282	107 444	111 750	112 883	117 407
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	20 657 768	192 997	205 765	219 327	230 293	245 417	247 853	254 049	264 287	274 878	277 667	288 794
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг.	1 739 285	16 249	17 324	18 466	19 390	20 663	20 868	21 390	22 252	23 143	23 378	24 315
Текущий ремонт скважин+супервайзинг	тыс.тг.	50 077 423	531 006	540 342	502 955	493 444	528 498	531 069	645 282	672 594	700 868	680 855	830 733
Ликвидация МКД	тыс.тг.	3 473 877	32 455	34 602	36 883	38 727	41 270	41 680	42 722	44 443	46 224	46 693	48 564
ОПИ - ПОТ	тыс.тг.	6 555 641	61 247	65 299	69 602	73 082	77 882	78 655	80 621	83 870	87 231	88 116	91 647

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тыс.тг.	6 624 134	61 887	65 981	70 329	73 846	78 696	79 477	81 464	84 746	88 143	89 037	92 605
Аутстаффинг	тыс.тг.	11 203 783	104 673	111 597	118 952	124 900	133 102	134 424	137 784	143 337	149 081	150 593	156 628
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	35 171 594	341 933	359 029	376 981	395 830	415 621	426 012	436 662	447 579	458 768	470 237	481 993
Страхование	тыс.тг.	49 328 739	275 038	331 678	407 263	465 241	531 064	583 243	665 190	729 129	776 135	831 668	884 000
Прочие	тыс.тг.	1 816 355	16 970	18 092	19 285	20 249	21 579	21 793	22 338	23 238	24 169	24 414	25 392
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	224 911 302	3 819 670	4 010 653	4 211 186	4 421 745	4 642 833	4 758 903	4 877 876	4 999 823	5 124 818	5 252 939	5 384 262
Выбытие скважин	тыс.тг.	8 855 065	85 709	89 995	0	0	0	106 785	109 454	112 191	0	117 870	0
Радиальное бурение	тыс.тг.	3 209 302	0	452 083	0	498 421	523 342	536 426	0	0	0	592 114	606 916
СКО	тыс.тг.	191 343	191 343	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВР	тыс.тг.	93 895	24 164	12 686	13 320	13 986	14 686	15 053	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	821 448	0	0	73 820	155 023	162 774	166 843	85 507	87 645	89 836	0	0
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	79 679	0	38 868	40 811	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВЛГ	тыс.тг.	1 292 298	213 700	74 795	78 535	164 923	173 169	88 749	90 968	186 484	95 573	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	405 863	0	0	0	125 503	0	0	138 449	141 911	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	1 640 032	78 839	165 562	173 840	91 266	0	98 225	0	0	105 778	108 422	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	1 535 119 833	14 514 126	15 712 582	16 352 371	17 951 677	18 867 705	19 657 595	20 059 974	21 050 805	21 659 347	22 927 542	23 651 985
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	22 931 945	300 595	337 518	365 887	384 182	403 391	413 476	423 812	434 408	445 268	456 400	467 810
Налог на имущество	тыс.тг.	17 091 132	238 303	353 580	440 516	465 875	454 562	449 255	461 824	498 916	545 316	565 508	560 396
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	19 772 014	191 231	200 792	210 832	221 373	232 442	238 253	244 210	250 315	256 573	262 987	269 562
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	237 959 033	1 138 491	1 341 129	2 245 479	2 109 102	2 627 248	2 885 386	3 290 792	3 607 106	3 839 653	4 114 383	4 373 275
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	487 378	8 844	9 593	11 902	13 394	15 389	19 309	19 848	20 287	20 794	21 314	21 908
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	16 024 519	133 314	193 322	255 206	240 778	207 615	216 429	225 717	256 025	282 457	291 610	262 641
Итого производственных затрат	тыс.тг.	1 849 385 854	16 524 902	18 148 515	19 882 192	21 386 380	22 808 352	23 879 703	24 726 177	26 117 861	27 049 408	28 639 743	29 607 576
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	549 825 079	3 010 401	3 514 943	4 592 700	4 801 070	5 952 825	6 544 528	7 458 518	8 171 698	8 696 483	9 316 257	9 900 568
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	430 047 887	1 615 819	1 897 873	2 302 821	1 874 049	2 669 598	2 931 897	3 343 838	3 665 251	3 901 547	4 180 705	5 655 708
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	365 325 104	2 292 332	2 692 477	3 206 914	2 609 805	3 717 689	3 983 383	4 432 255	5 134 775	5 332 498	5 574 674	6 225 617
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 345 198 069	6 918 552	8 105 294	10 102 435	9 284 924	12 340 111	13 459 808	15 234 611	16 971 723	17 930 528	19 071 636	21 781 893
Общие и административные расходы													
Административные расходы	тыс.тг.	189 095 398	2 072 601	2 184 872	2 298 652	2 413 585	2 534 264	2 597 620	2 662 561	2 729 125	2 797 353	2 867 287	2 938 969
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	70 284 117	822 921	864 067	907 270	952 634	1 000 265	1 025 272	1 050 904	1 077 176	1 104 106	1 131 708	1 160 001
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	10 689 148	113 005	127 296	138 197	145 107	152 362	156 171	160 076	164 078	168 180	172 384	176 694
Другие административные расходы	тыс.тг.	108 122 133	1 136 675	1 193 509	1 253 185	1 315 844	1 381 636	1 416 177	1 451 581	1 487 871	1 525 068	1 563 194	1 602 274
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	73 788 179	846 397	1 051 300	1 117 637	1 175 757	1 215 050	1 297 012	1 427 360	1 536 186	1 612 495	1 683 626	1 711 025
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	56 733 784	623 553	716 158	837 486	911 153	990 537	1 061 328	1 180 925	1 262 865	1 311 493	1 371 055	1 421 782
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	17 054 396	222 844	335 141	280 151	264 605	224 514	235 684	246 436	273 321	301 002	312 571	289 242
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 608 081 647	9 837 550	11 341 465	13 518 724	12 874 266	16 089 425	17 354 440	19 324 532	21 237 034	22 340 376	23 622 549	26 431 887
Итого затраты	тыс.тг.	3 457 467 501	26 362 452	29 489 980	33 400 916	34 260 646	38 897 778	41 234 144	44 050 709	47 354 895	49 389 783	52 262 292	56 039 463
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	4 363 817 743	28 988 023	34 045 429	41 292 010	42 394 388	48 876 417	54 160 369	61 335 105	66 937 001	71 092 238	75 985 337	80 617 196
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	3 457 467 501	26 362 452	29 489 980	33 400 916	34 260 646	38 897 778	41 234 144	44 050 709	47 354 895	49 389 783	52 262 292	56 039 463
Операционный доход	тыс.тг.	906 350 242	2 625 571	4 555 449	7 891 094	8 133 742	9 978 640	12 926 225	17 284 396	19 582 106	21 702 455	23 723 045	24 577 733
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	243 720 358	438 271	563 509	740 498	841 964	980 904	1 143 551	1 447 661	1 804 467	2 175 162	2 483 491	2 808 731
Балансовая прибыль	тыс.тг.	662 629 883	2 187 300	3 991 940	7 150 596	7 291 778	8 997 736	11 782 675	15 836 735	17 777 638	19 527 293	21 239 554	21 769 002
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	200 461 467	3 620 402	4 871 993	5 622 296	5 435 977	5 331 608	5 292 756	5 613 628	6 155 224	6 697 711	6 624 596	6 573 133
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	705 888 775	-994 831	-316 544	2 268 798	2 697 765	4 647 032	7 633 470	11 670 768	13 426 882	15 004 744	17 098 449	18 004 600
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	707 479 353	0	0	2 268 798	2 697 765	4 647 032	7 633 470	11 670 768	13 426 882	15 004 744	17 098 449	18 004 600
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	137 317 942	437 460	798 388	1 430 119	1 458 356	1 799 547	2 356 535	3 167 347	3 555 528	3 905 459	4 247 911	4 353 800
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	525 311 942	1 749 840	3 193 552	5 720 477	5 833 423	7 198 189	9 426 140	12 669 388	14 222 111	15 621 835	16 991 643	17 415 202
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	30 422	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	525 281 520	1 749 840	3 193 552	5 720 477	5 833 423	7 198 189	9 426 140	12 669 388	14 222 111	15 621 835	16 991 643	17 415 202

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)															
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	2 706 952	2 958 628	3 252 422	3 549 513	3 862 229	4 118 693	4 370 731	4 653 830	4 913 253	5 111 666	5 316 346	5 592 390	5 870 852	6 163 543
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	266 747	285 722	308 050	328 466	348 657	360 488	372 705	384 153	392 658	398 571	400 731	406 389	411 317	415 227
Затраты на материалы	тыс.тг.	1 675 419	1 786 845	1 918 276	2 034 709	2 147 388	2 203 805	2 263 741	2 313 755	2 346 203	2 367 001	2 356 678	2 363 640	2 364 739	2 356 230
ГСМ и топливо	тыс.тг.	424 168	452 378	485 653	515 130	543 657	557 940	573 115	585 777	593 992	599 257	596 643	598 406	598 684	596 530
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	3 012 572	3 087 887	3 165 084	3 244 211	3 325 316	3 408 449	3 493 660	3 581 002	3 670 527	3 640 138	3 605 935	3 567 747	3 525 396	3 478 698
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	271 687	262 798	339 096	352 377	366 958	381 960	396 549	412 222	426 485	300 900	306 249	311 015	318 244	324 761
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	410 461	426 820	443 741	461 240	479 338	504 782	524 300	537 408	536 347	534 897	548 270	561 977	568 026	582 226
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	62 596	64 161	65 765	67 409	69 094	70 821	72 592	74 407	76 267	78 174	80 128	82 131	84 184	86 289
Услуги связи	тыс.тг.	19 969	20 765	21 588	22 440	23 320	24 558	25 507	26 145	26 094	26 023	26 674	27 340	27 635	28 326
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	1 876	1 951	2 028	2 108	2 191	2 308	2 397	2 457	2 452	2 445	2 506	2 569	2 597	2 662
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	158 378	164 690	171 219	177 971	184 954	194 772	202 303	207 361	206 951	206 392	211 552	216 841	219 175	224 654
Охрана труда	тыс.тг.	50 348	52 355	54 431	56 577	58 797	61 918	64 312	65 920	65 790	65 612	67 252	68 934	69 676	71 418
Охрана объектов	тыс.тг.	380 290	389 797	399 542	409 530	419 769	430 263	441 019	452 045	463 346	474 930	486 803	498 973	511 447	524 233
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	113 844	118 382	123 075	127 928	132 948	140 005	145 418	149 054	148 760	148 358	152 067	155 868	157 546	161 485
Трассерные исследования	тыс.тг.	78 530	82 669	84 736	86 854	89 026	91 251	95 994	100 917	103 440	108 676	111 393	114 178	117 032	119 958
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	12 439	12 935	13 448	13 978	14 527	15 298	15 889	16 287	16 255	16 211	16 616	17 031	17 215	17 645
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	1 301	1 353	1 406	1 462	1 519	1 600	1 661	1 703	1 700	1 695	1 737	1 781	1 800	1 845
Мониторинг	тыс.тг.	37 937	39 449	41 013	42 630	44 303	46 655	48 459	49 670	49 572	49 438	50 674	51 941	52 500	53 813
ТБ и Пожарнаяя охрана	тыс.тг.	203 722	208 815	214 035	219 386	224 871	230 492	236 255	242 161	248 215	254 421	260 781	267 301	273 983	280 833
Охрана окружающей среды	тыс.тг.	42 022	43 697	45 429	47 221	49 074	51 679	53 677	55 019	54 910	54 762	56 131	57 534	58 153	59 607
Стандартизация, сертификация	тыс.тг.	30 062	31 260	32 499	33 781	35 106	36 970	38 399	39 359	39 281	39 175	40 155	41 159	41 602	42 642
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг.	1 116 262	1 144 168	1 172 772	1 202 092	1 232 144	1 262 948	1 294 521	1 326 884	1 360 056	1 394 058	1 428 909	1 464 632	1 501 248	1 538 779
Ремонт оборудования	тыс.тг.	167 386	171 571	175 860	180 257	184 763	189 382	194 117	198 970	203 944	209 043	214 269	219 625	225 116	230 744
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	183 835	191 162	198 740	206 577	214 683	226 078	234 820	240 691	240 216	239 566	245 556	251 694	254 404	260 764
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	21 079	21 919	22 788	23 686	24 616	25 922	26 925	27 598	27 543	27 469	28 155	28 859	29 170	29 899
НИР	тыс.тг.	264 374	270 983	277 758	284 702	291 820	299 115	306 593	314 258	322 114	330 167	338 421	346 882	355 554	364 443
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг.	2 497 740	2 560 183	2 624 188	2 689 792	2 757 037	2 825 963	2 896 612	2 969 027	3 043 253	3 119 334	3 197 318	3 277 251	3 359 182	3 443 162
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	40 461	42 073	43 741	45 466	47 250	49 758	51 682	52 974	52 870	52 727	54 045	55 396	55 993	57 392
Транспортные расходы	тыс.тг.	946 767	984 501	1 023 529	1 063 894	1 105 637	1 164 326	1 209 347	1 239 581	1 237 134	1 233 790	1 264 635	1 296 251	1 310 204	1 342 959
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	120 342	125 138	130 099	135 230	140 536	147 996	153 718	157 561	157 250	156 825	160 746	164 765	166 538	170 702
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	296 014	307 811	320 014	332 634	345 685	364 035	378 111	387 564	386 799	385 753	395 397	405 282	409 645	419 886
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг.	24 923	25 916	26 944	28 006	29 105	30 650	31 835	32 631	32 567	32 479	33 291	34 123	34 490	35 352
Текущий ремонт скважин+ПВР(РИР)+супервайзинг	тыс.тг.	851 502	885 438	790 433	823 483	857 692	1 047 170	1 087 660	967 648	810 883	954 988	1 137 385	1 165 820	1 011 821	1 207 828
Ликвидация МКД	тыс.тг.	49 779	51 763	53 815	55 937	58 132	61 217	63 584	65 174	65 045	64 870	66 491	68 154	68 887	70 609
ОПИ - ПОТ	тыс.тг.	93 938	97 682	101 555	105 560	109 702	115 525	119 992	122 991	122 749	122 417	125 477	128 614	129 999	133 249
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тыс.тг.	94 920	98 703	102 616	106 663	110 848	116 732	121 245	124 276	124 031	123 696	126 788	129 958	131 357	134 641
Аутстаффинг	тыс.тг.	160 544	166 942	173 560	180 405	187 483	197 435	205 069	210 196	209 781	209 214	214 445	219 806	222 172	227 726
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	494 043	506 394	519 054	532 030	545 331	558 964	572 939	587 262	601 944	616 992	632 417	648 227	664 433	681 044
Страхование	тыс.тг.	936 812	999 115	1 072 605	1 137 709	1 200 713	1 232 258	1 265 772	1 293 737	1 311 880	1 323 509	1 317 737	1 321 631	1 322 245	1 317 487
Прочие	тыс.тг.	26 027	27 065	28 138	29 247	30 395	32 008	33 246	34 077	34 010	33 918	34 766	35 635	36 018	36 919
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	5 518 869	5 656 841	5 798 262	5 943 218	6 091 799	6 244 094	6 400 196	6 560 201	6 724 206	6 892 311	7 064 619	7 241 234	7 422 265	7 607 822
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	130 107	133 360	136 694	0	0	147 204	301 768	154 656	0	0	166 548	0
Радиальное бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВР	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
ПВЛГ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	125 400	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	113 911	116 759	0	0	0	0	132 102	135 405	0	142 259	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	23 980 848	24 945 483	25 969 110	27 034 871	28 125 103	29 126 283	30 218 772	31 146 560	31 877 940	32 298 783	32 776 189	33 508 984	34 169 090	34 904 029
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	479 505	491 492	503 780	516 374	529 284	542 516	556 079	569 981	584 230	579 393	573 949	567 871	561 130	553 697
Налог на имущество	тыс.тг.	546 678	569 785	634 890	697 048	759 093	816 852	871 408	925 189	889 164	774 617	673 698	582 858	500 537	425 457
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	276 301	283 208	290 288	297 546	304 984	312 609	320 424	328 435	336 646	345 062	353 688	362 530	371 594	380 884
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	4 634 541	4 942 765	5 306 329	6 432 466	6 788 685	6 967 039	7 156 520	7 314 631	7 417 211	7 482 961	6 519 035	6 538 295	6 541 334	6 517 796
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	22 393	22 953	23 527	24 109	24 718	25 336	22 235	19 065	16 156	13 660	12 313	10 389	9 084	7 836
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	271 687	262 798	339 096	352 377	366 958	381 960	396 549	412 222	426 485	300 900	306 249	311 015	318 244	324 761
Итого производственных затрат	тыс.тг.	30 211 952	31 518 483	33 067 019	35 354 791	36 898 825	38 172 594	39 541 987	40 716 081	41 547 832	41 795 375	41 215 121	41 881 943	42 471 012	43 114 461
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг															
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	10 489 945	11 185 222	12 005 110	12 731 619	13 434 840	13 787 723	14 152 385	14 455 050	14 649 073	14 771 653	14 703 575	14 741 544	14 744 710	14 688 188
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	5 993 588	6 392 197	6 862 373	7 278 900	7 681 993	9 010 075	9 255 120	9 459 596	9 592 258	10 282 118	10 237 276	10 267 521	10 272 293	10 235 331
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 436 628	6 697 270	7 515 561	7 777 302	8 007 800	8 552 255	8 570 584	9 080 422	8 983 187	9 361 877	9 093 706	8 898 119	9 167 634	8 911 850
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	22 920 161	24 274 689	26 383 044	27 787 821	29 124 634	31 350 053	31 978 089	32 995 068	33 224 518	34 415 649	34 034 557	33 907 185	34 184 637	33 835 369
Общие и административные расходы															
Административные расходы	тыс.тг.	3 012 443	3 087 754	3 164 948	3 244 072	3 325 174	3 408 303	3 493 511	3 580 848	3 670 370	3 648 057	3 622 334	3 593 045	3 682 872	3 774 943
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	1 189 001	1 218 726	1 249 194	1 280 424	1 312 435	1 345 246	1 378 877	1 413 349	1 448 682	1 385 906	1 319 086	1 248 058	1 279 259	1 311 241
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	181 111	185 639	190 280	195 037	199 913	204 910	210 033	215 284	220 666	211 104	200 926	190 107	194 859	199 731
Другие административные расходы	тыс.тг.	1 642 331	1 683 389	1 725 474	1 768 611	1 812 826	1 858 147	1 904 601	1 952 216	2 001 021	2 051 047	2 102 323	2 154 881	2 208 753	2 263 972
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 766 090	1 813 123	1 964 309	2 032 527	2 101 227	2 119 094	2 135 494	2 147 326	2 144 152	1 990 971	1 947 268	1 909 514	1 878 988	1 834 674
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	1 469 972	1 529 497	1 601 950	1 657 740	1 706 871	1 708 989	1 712 652	1 707 795	1 689 508	1 662 912	1 615 277	1 580 536	1 542 703	1 499 661
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	296 118	283 626	362 360	374 787	394 356	410 105	422 842	439 531	454 644	328 060	331 990	328 978	336 285	335 014
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	27 698 694	29 175 566	31 512 301	33 064 420	34 551 035	36 877 450	37 607 094	38 723 243	39 039 039	40 054 676	39 604 159	39 409 744	39 746 496	39 444 986
Итого затраты	тыс.тг.	57 910 646	60 694 049	64 579 320	68 419 211	71 449 860	75 050 045	77 149 081	79 439 324	80 586 872	81 850 052	80 819 280	81 291 687	82 217 508	82 559 447
Доходы (убытки)															
Производственный доход	тыс.тг.	85 268 610	90 753 584	97 206 048	102 936 950	108 492 244	111 336 284	113 606 359	115 383 987	116 366 940	116 870 503	116 103 373	116 054 368	115 846 252	115 186 488
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	57 910 646	60 694 049	64 579 320	68 419 211	71 449 860	75 050 045	77 149 081	79 439 324	80 586 872	81 850 052	80 819 280	81 291 687	82 217 508	82 559 447
Операционный доход	тыс.тг.	27 357 964	30 059 535	32 626 728	34 517 739	37 042 385	36 286 239	36 457 278	35 944 663	35 780 069	35 020 451	35 284 093	34 762 681	33 628 744	32 627 041
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	3 096 167	3 749 938	4 520 492	5 380 179	6 339 283	7 217 898	8 204 441	9 258 491	9 264 114	9 248 186	9 051 276	8 928 139	8 714 330	8 471 120
Балансовая прибыль	тыс.тг.	24 261 797	26 309 597	28 106 237	29 137 560	30 703 101	29 068 342	28 252 837	26 686 172	26 515 955	25 772 266	26 232 817	25 834 542	24 914 414	24 155 921
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	6 298 623	7 114 442	7 828 748	8 575 659	9 287 673	9 933 983	10 570 805	11 199 025	9 722 887	8 503 605	7 348 180	6 366 084	5 411 148	4 599 461
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	21 059 341	22 945 093	24 797 980	25 942 081	27 754 712	26 352 257	25 886 473	24 745 638	26 057 182	26 516 847	27 935 914	28 396 598	28 217 596	28 027 580
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	21 059 341	22 945 093	24 797 980	25 942 081	27 754 712	26 352 257	25 886 473	24 745 638	26 057 182	26 516 847	27 935 914	28 396 598	28 217 596	28 027 580
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	4 852 359	5 261 919	5 621 247	5 827 512	6 140 620	5 813 668	5 650 567	5 337 234	5 303 191	5 154 453	5 246 563	5 166 908	4 982 883	4 831 184
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	19 409 438	21 047 677	22 484 989	23 310 048	24 562 481	23 254 673	22 602 269	21 348 938	21 212 764	20 617 813	20 986 254	20 667 634	19 931 531	19 324 736
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 352	8 183	19 887
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	19 409 438	21 047 677	22 484 989	23 310 048	24 562 481	23 254 673	22 602 269	21 348 938	21 212 764	20 617 813	20 986 254	20 665 282	19 923 348	19 304 849

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	2	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)														
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	6 483 784	6 823 696	7 184 636	7 534 380	7 772 749	8 099 913	8 543 636	9 013 960	9 514 752	10 045 116	10 614 324	11 219 862	11 864 035
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	417 706	420 301	423 077	423 952	417 649	416 957	420 806	424 429	428 855	432 784	439 724	447 486	456 122
Затраты на материалы	тыс.тг.	2 333 227	2 308 552	2 282 504	2 243 468	2 164 420	2 116 457	2 087 785	2 053 919	2 022 193	1 982 827	1 961 309	1 941 306	1 922 918
ГСМ и топливо	тыс.тг.	590 707	584 459	577 865	567 982	547 969	535 826	528 567	519 994	511 961	501 995	496 548	491 483	486 828
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	3 427 461	3 371 489	3 310 575	3 244 509	3 173 070	3 096 032	3 013 158	2 924 206	2 828 923	2 727 048	2 795 224	2 865 105	2 936 732
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	332 080	338 681	335 947	334 196	330 939	328 468	326 460	333 542	338 150	344 473	350 936	360 167	369 961
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	596 782	611 702	626 994	624 566	630 902	646 674	662 841	679 412	696 397	713 807	731 653	749 944	768 693
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	88 446	90 657	92 924	95 247	97 628	100 069	102 571	105 135	107 763	110 457	113 219	116 049	118 950
Услуги связи	тыс.тг.	29 034	29 760	30 504	30 385	30 694	31 461	32 247	33 054	33 880	34 727	35 595	36 485	37 397
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	2 728	2 796	2 866	2 855	2 884	2 956	3 030	3 106	3 183	3 263	3 345	3 428	3 514
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	230 270	236 027	241 928	240 991	243 436	249 521	255 760	262 153	268 707	275 425	282 311	289 368	296 603
Охрана труда	тыс.тг.	73 203	75 033	76 909	76 611	77 388	79 323	81 306	83 339	85 422	87 558	89 747	91 990	94 290
Охрана объектов	тыс.тг.	537 339	550 773	564 542	578 656	593 122	607 950	651 909	668 207	684 912	702 035	719 586	737 576	756 015
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	165 522	169 660	173 901	173 228	174 985	179 360	183 844	188 440	193 151	197 980	202 929	208 002	213 202
Трассерные исследования	тыс.тг.	122 957	126 031	129 182	132 411	139 032	142 508	146 070	149 722	153 465	157 302	161 234	165 265	169 397
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	18 086	18 538	19 002	18 928	19 120	19 598	20 088	20 590	21 105	21 633	22 173	22 728	23 296
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	1 891	1 938	1 987	1 979	1 999	2 049	2 100	2 153	2 207	2 262	2 319	2 377	2 436
Мониторинг	тыс.тг.	55 158	56 537	57 950	57 726	58 311	59 769	61 263	62 795	64 365	65 974	67 623	69 314	71 047
ТБ и Пожарнаяя охрана	тыс.тг.	287 854	295 050	302 426	309 987	317 736	325 680	349 229	357 960	366 909	376 081	385 483	395 121	404 999
Охрана окружающей среды	тыс.тг.	61 097	62 625	64 190	63 942	64 591	66 205	67 860	69 557	71 296	73 078	74 905	76 778	78 697
Стандартизация, сертификация	тыс.тг.	43 708	44 800	45 920	45 742	46 207	47 362	48 546	49 759	51 003	52 278	53 585	54 925	56 298
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг.	1 577 249	1 616 680	1 657 097	1 698 524	1 740 987	1 784 512	1 913 546	1 961 385	2 010 419	2 060 680	2 112 197	2 165 002	2 219 127
Ремонт оборудования	тыс.тг.	236 513	242 425	248 486	254 698	261 066	267 592	286 941	294 115	301 468	309 004	316 729	324 648	332 764
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	267 283	273 965	280 814	279 726	282 564	289 628	296 869	304 291	311 898	319 695	327 688	335 880	344 277
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	30 647	31 413	32 198	32 073	32 399	33 209	34 039	34 890	35 762	36 656	37 573	38 512	39 475
НИР	тыс.тг.	373 554	382 893	392 465	402 277	412 333	422 642	433 208	444 038	455 139	466 517	478 180	490 135	502 388
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг.	3 529 241	3 617 472	3 707 908	3 800 606	3 895 621	3 993 012	4 281 737	4 388 781	4 498 500	4 610 963	4 726 237	4 844 393	4 965 503
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	58 827	60 298	61 805	61 566	62 191	63 745	65 339	66 972	68 647	70 363	72 122	73 925	75 773
Транспортные расходы	тыс.тг.	1 376 533	1 410 946	1 446 220	1 440 618	1 455 233	1 491 614	1 528 904	1 567 127	1 606 305	1 646 463	1 687 624	1 729 815	1 773 060
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	174 969	179 343	183 827	183 115	184 973	189 597	194 337	199 195	204 175	209 279	214 511	219 874	225 371
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	430 383	441 142	452 171	450 420	454 989	466 364	478 023	489 974	502 223	514 778	527 648	540 839	554 360
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг.	36 236	37 142	38 071	37 923	38 308	39 266	40 247	41 253	42 285	43 342	44 425	45 536	46 674
Текущий ремонт скважин+ПВР(РИР)+супервайзинг	тыс.тг.	1 238 024	1 268 974	1 300 699	918 794	1 308 805	1 341 525	1 375 063	1 409 440	1 444 676	1 480 793	1 293 824	1 326 170	1 594 652
Ликвидация МКД	тыс.тг.	72 375	74 184	76 039	75 744	76 512	78 425	80 386	82 396	84 455	86 567	88 731	90 949	93 223
ОПИ - ПОТ	тыс.тг.	136 580	139 994	143 494	142 938	144 389	147 998	151 698	155 491	159 378	163 362	167 446	171 633	175 923
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тыс.тг.	138 007	141 457	144 993	144 432	145 897	149 545	153 283	157 115	161 043	165 069	169 196	173 426	177 762
Аутстаффинг	тыс.тг.	233 419	239 255	245 236	244 286	246 764	252 933	259 257	265 738	272 382	279 191	286 171	293 325	300 658
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	698 070	715 522	733 410	751 745	770 539	789 802	846 911	868 084	889 786	912 030	934 831	958 202	982 157
Страхование	тыс.тг.	1 304 625	1 290 828	1 276 263	1 254 436	1 210 237	1 183 418	1 167 386	1 148 450	1 130 710	1 108 699	1 096 667	1 085 482	1 075 200
Прочие	тыс.тг.	37 842	38 788	39 758	39 604	40 005	41 006	42 031	43 081	44 158	45 262	46 394	47 554	48 743
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	7 710 524	6 858 934	6 082 978	5 348 128	4 599 992	4 037 650	3 691 037	3 432 578	3 308 500	3 175 965	3 075 984	2 981 412	2 892 168
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	0	376 867	0	0	0	0	0	0	223 988	229 588	0
Радиальное бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВР	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВЛГ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	2	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	0	0	177 663	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	35 559 938	35 280 761	35 089 762	34 740 261	34 446 299	34 217 623	34 909 319	35 359 824	35 980 511	36 612 785	37 531 941	38 511 057	39 550 688
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	545 542	536 633	526 937	516 422	505 051	492 789	479 598	465 440	450 274	434 058	444 910	456 033	467 434
Налог на имущество	тыс.тг.	361 640	307 395	261 287	222 095	190 940	164 457	139 790	118 823	101 000	85 851	72 974	62 029	52 726
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	390 406	400 166	410 170	420 424	430 935	441 708	452 751	464 070	475 671	487 563	499 752	512 246	525 052
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	6 454 167	6 385 911	6 313 858	6 205 875	5 987 214	5 854 538	5 775 224	5 681 544	5 593 785	5 484 892	5 425 369	5 370 034	5 319 169
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	6 522	5 717	4 802	3 835	2 805	0	0	0	0	0	2 735	2 994	2 775
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	332 080	338 681	335 947	334 196	330 939	328 468	326 460	333 542	338 150	344 473	350 936	360 167	369 961
Итого производственных затрат	тыс.тг.	43 650 295	43 255 263	42 942 763	42 443 107	41 894 182	41 499 583	42 083 142	42 423 242	42 939 391	43 449 622	44 328 618	45 274 561	46 287 804
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг														
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	14 541 231	14 385 223	14 220 398	13 974 531	13 479 337	13 179 300	13 000 754	12 789 869	12 592 311	12 347 180	12 213 361	12 090 606	11 975 665
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	11 327 811	11 208 013	11 081 551	10 892 028	11 614 385	11 357 012	11 203 154	11 546 257	11 367 909	11 146 613	11 526 814	11 409 249	11 301 181
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	9 062 746	8 748 198	9 704 306	9 305 695	8 758 843	9 445 746	9 090 517	8 724 936	8 380 651	8 942 128	8 629 353	8 333 015	8 885 810
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	34 931 788	34 341 434	35 006 255	34 172 254	33 852 565	33 982 058	33 294 426	33 061 062	32 340 871	32 435 920	32 369 527	31 832 870	32 162 655
Общие и административные расходы														
Административные расходы	тыс.тг.	3 869 317	3 966 050	4 065 201	4 166 831	4 271 002	4 377 777	4 611 428	4 726 714	4 844 882	4 966 004	5 090 154	5 217 408	5 347 843
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	1 344 022	1 377 622	1 412 063	1 447 365	1 483 549	1 520 637	1 558 653	1 597 620	1 637 560	1 678 499	1 720 462	1 763 473	1 807 560
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	204 724	209 842	215 088	220 465	225 977	231 626	237 417	243 353	249 436	255 672	262 064	268 616	275 331
Другие административные расходы	тыс.тг.	2 320 571	2 378 585	2 438 050	2 499 001	2 561 476	2 625 513	2 815 358	2 885 742	2 957 885	3 031 833	3 107 628	3 185 319	3 264 952
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 791 264	1 747 814	1 695 790	1 638 561	1 559 230	1 504 031	1 454 928	1 416 975	1 379 473	1 341 243	1 313 430	1 290 202	1 269 394
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	1 448 800	1 398 516	1 349 011	1 293 599	1 217 580	1 161 560	1 117 877	1 072 921	1 030 583	985 874	951 391	918 719	887 822
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	342 463	349 299	346 779	344 962	341 650	342 471	337 051	344 054	348 890	355 368	362 039	371 482	381 572
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	40 592 369	40 055 298	40 767 246	39 977 647	39 682 797	39 863 866	39 360 782	39 204 751	38 565 226	38 743 167	38 773 112	38 340 480	38 779 892
Итого затраты	тыс.тг.	84 242 663	83 310 561	83 710 009	82 420 754	81 576 979	81 363 449	81 443 924	81 627 993	81 504 616	82 192 789	83 101 730	83 615 041	85 067 696
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс.тг.	113 814 494	112 463 565	111 024 451	108 948 793	104 931 086	102 509 479	101 084 274	99 414 304	97 840 212	95 908 221	95 122 883	94 210 111	93 279 515
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	84 242 663	83 310 561	83 710 009	82 420 754	81 576 979	81 363 449	81 443 924	81 627 993	81 504 616	82 192 789	83 101 730	83 615 041	85 067 696
Операционный доход	тыс.тг.	29 571 831	29 153 004	27 314 442	26 528 038	23 354 107	21 146 030	19 640 350	17 786 311	16 335 596	13 715 432	12 021 153	10 595 070	8 211 819
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	8 183 772	7 899 689	7 620 021	7 307 000	6 917 300	6 599 024	6 350 840	6 095 427	5 854 894	5 600 889	5 404 977	5 219 361	5 043 823
Балансовая прибыль	тыс.тг.	21 388 059	21 253 315	19 694 421	19 221 039	16 436 807	14 547 006	13 289 509	11 690 884	10 480 702	8 114 543	6 616 176	5 375 709	3 167 996
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 909 533	3 323 098	2 824 632	2 400 938	2 091 564	1 777 832	1 511 161	1 284 491	1 091 822	928 053	788 849	670 526	569 951
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	25 662 298	25 829 906	24 489 810	24 127 101	21 262 544	19 368 198	18 129 188	16 501 820	15 243 774	12 787 379	11 232 304	9 924 545	7 641 868
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	25 662 298	25 829 906	24 489 810	24 127 101	21 262 544	19 368 198	18 129 188	16 501 820	15 243 774	12 787 379	11 232 304	9 924 545	7 641 868
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	4 277 612	4 250 663	3 938 884	3 844 208	3 287 361	2 909 401	2 657 902	2 338 177	2 096 140	1 622 909	1 323 235	1 075 142	633 599
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	17 110 447	17 002 652	15 755 537	15 376 831	13 149 446	11 637 605	10 631 608	9 352 707	8 384 562	6 491 634	5 292 941	4 300 567	2 534 397
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	17 110 447	17 002 652	15 755 537	15 376 831	13 149 446	11 637 605	10 631 608	9 352 707	8 384 562	6 491 634	5 292 941	4 300 567	2 534 397

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	12 549 283	13 278 196	13 876 652	14 559 714	13 514 136	12 196 590	12 494 688	12 783 270	13 296 629	13 737 838	11 505 119
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	465 685	476 223	482 157	490 499	490 222	485 188	484 291	484 531	494 074	498 454	468 675
Затраты на материалы	тыс.тг.	1 906 216	1 891 243	1 858 366	1 832 747	1 766 694	1 693 511	1 474 024	1 273 853	1 264 629	1 233 428	988 191
ГСМ и топливо	тыс.тг.	482 599	478 809	470 485	463 999	447 276	428 749	414 645	403 129	400 210	390 336	357 402
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	3 010 150	3 085 404	3 162 539	3 241 603	3 322 643	2 974 607	2 607 092	2 219 342	1 810 576	1 855 840	1 414 483
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	380 345	391 346	402 994	410 318	419 034	401 225	381 441	383 640	370 952	365 921	356 888
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	787 910	807 608	815 624	836 015	818 546	825 900	833 110	826 392	847 051	824 816	407 886
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	121 924	124 972	128 097	131 299	134 581	137 946	141 395	144 929	148 553	152 267	156 073
Услуги связи	тыс.тг.	38 332	39 290	39 680	40 672	39 823	40 180	40 531	40 204	41 209	40 128	39 688
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	3 602	3 692	3 728	3 822	3 742	3 775	3 808	3 778	3 872	3 771	3 729
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	304 018	311 618	314 711	322 579	315 839	318 676	321 458	318 866	326 838	318 258	314 769
Охрана труда	тыс.тг.	96 647	99 064	100 047	102 548	100 405	101 307	102 192	101 368	103 902	101 174	100 065

Составляющие	Ед.изм	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Охрана объектов	тыс.тг.	774 916	794 288	802 173	822 227	805 046	812 279	819 371	812 763	833 082	811 213	802 318
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	218 532	223 996	226 219	231 875	227 030	229 069	231 069	229 206	234 936	228 769	226 260
Трассерные исследования	тыс.тг.	173 632	177 973	182 422	186 983	187 094	182 417	177 388	171 995	166 221	170 376	174 636
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	23 878	24 475	24 718	25 336	24 807	25 030	25 248	25 045	25 671	24 997	24 723
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	2 497	2 559	2 585	2 649	2 594	2 617	2 640	2 619	2 684	2 614	2 585
Мониторинг	тыс.тг.	72 823	74 644	75 385	77 269	75 655	76 334	77 001	76 380	78 289	76 234	75 398
ТБ и Пожарнаяя охрана	тыс.тг.	415 124	425 502	429 725	440 469	431 265	435 139	438 938	435 398	446 283	434 568	429 803
Охрана окружающей среды	тыс.тг.	80 665	82 681	83 502	85 590	83 801	84 554	85 292	84 604	86 720	84 443	83 517
Стандартизация, сертификация	тыс.тг.	57 706	59 148	59 735	61 229	59 949	60 488	61 016	60 524	62 037	60 409	59 746
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг.	2 274 605	2 331 470	2 354 613	2 172 131	1 890 438	1 668 995	2 164 584	2 147 128	1 956 272	1 428 690	1 413 024
Ремонт оборудования	тыс.тг.	341 083	349 610	353 080	361 907	354 345	357 529	360 650	357 742	366 685	357 060	353 145
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	352 884	361 706	365 297	374 429	366 605	369 899	373 128	370 119	379 372	369 413	365 363
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	40 462	41 473	41 885	42 932	42 035	42 413	42 783	42 438	43 499	42 357	41 893
НИР	тыс.тг.	514 948	527 822	541 017	554 543	568 406	582 616	597 182	612 111	627 414	643 099	659 177
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг.	5 089 640	5 216 881	5 268 666	5 400 383	5 287 539	5 335 044	5 381 620	4 804 398	4 377 340	4 262 435	3 161 773
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	77 667	79 609	80 399	82 409	80 687	81 412	82 123	81 461	83 497	81 305	80 414
Транспортные расходы	тыс.тг.	1 817 387	1 862 822	1 881 313	1 928 346	1 888 052	1 905 015	1 921 646	1 715 534	1 563 042	1 141 509	1 128 993
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	231 005	236 781	239 131	245 109	239 987	242 144	244 258	242 288	248 345	241 826	239 174
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	568 219	582 425	588 206	602 911	590 313	595 617	600 816	595 971	610 870	594 835	588 313
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг.	47 841	49 037	49 524	50 762	49 702	50 148	50 586	50 178	51 432	50 082	49 533
Текущий ремонт скважин + супервайзинг	тыс.тг.	1 634 518	1 675 381	1 438 590	1 734 312	633 066	894 605	889 095	567 453	1 169 424	807 363	1 074 778
Ликвидация МКД	тыс.тг.	95 554	97 942	98 915	101 387	99 269	100 161	101 035	100 220	102 726	100 029	98 933
ОПИ - ПОТ	тыс.тг.	180 322	184 830	186 664	191 331	187 333	189 016	190 666	189 128	193 857	188 768	186 698
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тыс.тг.	182 206	186 761	188 615	193 330	189 290	190 991	192 658	191 105	195 882	190 740	188 649
Аутстаффинг	тыс.тг.	308 175	315 879	319 015	326 990	320 157	323 034	325 854	323 226	331 307	322 610	319 073
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	1 006 711	1 031 879	1 042 122	1 068 175	1 045 855	1 055 251	1 064 463	1 055 879	1 082 276	1 053 866	1 042 311
Страхование	тыс.тг.	1 065 862	1 057 489	1 039 106	1 024 782	987 848	946 928	915 779	890 344	883 897	862 090	789 353
Прочие	тыс.тг.	49 961	51 210	51 719	53 012	51 904	52 370	52 827	52 401	53 711	52 301	51 728
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	2 808 125	2 729 112	2 626 404	2 537 187	2 396 988	2 251 103	2 130 673	2 027 664	1 972 167	1 883 090	1 682 294
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	253 422	0	1 065 006	818 724	839 192	1 146 895	587 784	903 718	617 540
Радиальное бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВР	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВЛГ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	40 653 658	41 822 849	42 549 247	43 415 809	41 605 008	39 568 595	39 738 258	38 445 519	37 925 215	36 993 042	32 124 113
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	479 119	491 097	503 375	515 959	528 858	473 462	414 965	353 248	288 186	295 390	225 140
Налог на имущество	тыс.тг.	44 817	38 095	32 382	27 525	23 397	19 888	16 905	14 370	12 215	10 383	8 826
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	538 178	551 633	565 424	579 559	594 048	608 900	624 122	639 725	655 718	672 111	688 914
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	5 272 970	5 231 550	3 671 862	3 621 243	3 490 732	3 346 133	3 236 065	3 146 186	3 123 404	3 046 344	2 789 316
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	2 708	2 380	2 097	2 064	2 167	1 667	1 439	1 284	1 155	1 101	775
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	380 345	391 346	402 994	410 318	419 034	401 225	381 441	383 640	370 952	365 921	356 888
Итого производственных затрат	тыс.тг.	47 371 796	48 528 952	47 727 380	48 572 478	46 663 245	44 419 869	44 413 195	42 983 972	42 376 844	41 384 292	36 193 973
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	11 871 936	11 777 679	11 572 300	11 413 211	11 003 270	10 546 105	10 198 926	9 915 623	9 843 681	9 601 148	8 790 806
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	11 203 024	12 081 547	11 871 525	12 176 185	11 737 348	11 251 146	11 299 550	10 985 717	11 714 030	11 425 025	10 461 067
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	8 593 787	8 318 324	8 771 798	8 439 878	7 937 268	8 055 539	7 600 545	7 775 386	7 530 812	7 165 868	6 867 344
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	31 668 748	32 177 551	32 215 623	32 029 274	30 677 886	29 852 790	29 099 020	28 676 725	29 088 523	28 192 041	26 119 217
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг.	5 481 539	5 618 578	5 707 336	5 850 020	5 485 630	4 401 387	4 471 470	4 501 356	3 894 335	3 899 500	3 858 075
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	1 852 749	1 899 068	1 946 544	1 995 208	2 045 088	1 688 618	1 730 833	1 774 104	1 818 457	1 863 918	1 844 636
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	282 214	289 270	296 501	303 914	311 512	257 214	263 644	270 235	276 991	283 916	280 979
Другие административные расходы	тыс.тг.	3 346 576	3 430 240	3 464 290	3 550 898	3 129 030	2 455 555	2 476 992	2 457 017	1 798 887	1 751 666	1 732 460
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 250 915	1 234 726	1 212 358	1 189 893	1 153 200	1 088 917	1 030 527	999 380	967 766	934 053	865 507
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	858 644	831 122	796 755	766 606	720 953	674 233	636 151	603 397	584 418	556 097	496 758

Составляющие	Ед.изм	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	392 270	403 604	415 603	423 287	432 246	414 684	394 376	395 983	383 348	377 956	368 748
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	38 401 201	39 030 854	39 135 317	39 069 187	37 316 715	35 343 094	34 601 017	34 177 462	33 950 623	33 025 594	30 842 798
Итого затраты	тыс.тг.	85 772 997	87 559 806	86 862 697	87 641 665	83 979 960	79 762 963	79 014 212	77 161 434	76 327 467	74 409 886	67 036 771
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	92 460 794	91 673 251	90 031 291	88 789 360	85 624 820	81 995 809	79 263 992	77 039 409	76 457 632	74 566 179	68 228 310
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	85 772 997	87 559 806	86 862 697	87 641 665	83 979 960	79 762 963	79 014 212	77 161 434	76 327 467	74 409 886	67 036 771
Операционный доход	тыс.тг.	6 687 798	4 113 445	3 168 593	1 147 695	1 644 860	2 232 847	249 781	-122 025	130 165	156 293	1 191 539
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	4 878 059	4 721 696	4 526 451	4 355 170	4 095 811	3 830 387	3 614 038	3 427 961	3 320 133	3 159 238	2 822 133
Балансовая прибыль	тыс.тг.	1 809 738	-608 251	-1 357 858	-3 207 475	-2 450 951	-1 597 540	-3 364 257	-3 549 986	-3 189 968	-3 002 945	-1 630 594
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	484 462	411 796	350 030	297 529	252 902	214 969	182 727	155 320	132 024	112 222	95 391
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	6 203 336	3 701 649	2 818 563	850 166	1 391 958	2 017 877	67 054	-277 345	-1 859	44 071	1 096 148
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	6 203 336	3 701 649	2 818 563	850 166	1 391 958	2 017 877	67 054	0	0	44 071	1 096 148
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	361 948	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	1 447 790	-608 251	-1 357 858	-3 207 475	-2 450 951	-1 597 540	-3 364 257	-3 549 986	-3 189 968	-3 002 945	-1 630 594
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	1 447 790	-608 251	-1 357 858	-3 207 475	-2 450 951	-1 597 540	-3 364 257	-3 549 986	-3 189 968	-3 002 945	-1 630 594

Таблица 4.2.4 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогооблажения, 2 вариант

Составляющие	**Ед.изм**	**Итого за рентабельный период**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
Выручка от реализации	тыс.тг.	**4 363 817 743**	28 988 023	34 045 429	41 292 010	42 394 388	48 876 417	54 160 369	61 335 105	66 937 001	71 092 238	75 985 337	80 617 196	85 268 610
Итого приток средств	тыс.тг.	**4 363 817 743**	28 988 023	34 045 429	41 292 010	42 394 388	48 876 417	54 160 369	61 335 105	66 937 001	71 092 238	75 985 337	80 617 196	85 268 610
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	**3 457 467 501**	26 362 452	29 489 980	33 400 916	34 260 646	38 897 778	41 234 144	44 050 709	47 354 895	49 389 783	52 262 292	56 039 463	57 910 646
прямые затраты	тыс.тг.	**1 535 119 833**	14 514 126	15 712 582	16 352 371	17 951 677	18 867 705	19 657 595	20 059 974	21 050 805	21 659 347	22 927 542	23 651 985	23 980 848
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**314 266 021**	2 010 776	2 435 933	3 529 821	3 434 704	3 940 647	4 222 109	4 666 203	5 067 056	5 390 061	5 712 201	5 955 591	6 231 104
расходы периода	тыс.тг.	**1 608 081 647**	9 837 550	11 341 465	13 518 724	12 874 266	16 089 425	17 354 440	19 324 532	21 237 034	22 340 376	23 622 549	26 431 887	27 698 694
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**189 183 544**	**11 756 864**	**12 105 783**	**9 979 989**	**4 459 558**	**4 799 631**	**5 117 100**	**7 465 211**	**9 249 176**	**9 790 427**	**6 224 181**	**6 291 886**	**4 750 801**
Бурение	тыс.тг.	**152 903 943**	**5 251 159**	**10 359 414**	**8 415 960**	**3 545 367**	**3 545 367**	**3 745 517**	**6 466 013**	**8 213 947**	**8 595 431**	**4 495 428**	**4 700 340**	**3 545 367**
Обустройство	тыс.тг.	**36 279 601**	**6 505 705**	**1 746 370**	**1 564 029**	**914 191**	**1 254 263**	**1 371 583**	**999 199**	**1 035 229**	**1 194 996**	**1 728 753**	**1 591 546**	**1 205 434**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**137 317 942**	437 460	798 388	1 430 119	1 458 356	1 799 547	2 356 535	3 167 347	3 555 528	3 905 459	4 247 911	4 353 800	4 852 359
Итого отток средств	тыс.тг.	**3 783 999 409**	38 556 777	42 394 152	44 811 024	40 178 560	45 496 955	48 707 779	54 683 267	60 159 599	63 085 669	62 734 384	66 685 150	67 513 806
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**579 818 334**	**-9 568 754**	**-8 348 722**	**-3 519 014**	**2 215 828**	**3 379 462**	**5 452 590**	**6 651 838**	**6 777 402**	**8 006 569**	**13 250 953**	**13 932 046**	**17 754 804**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**67 753 735**	-9 568 754	-7 531 549	-2 863 846	1 626 781	2 238 230	3 257 800	3 585 316	3 295 440	3 512 051	5 243 555	4 973 452	5 717 724
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**32 329 360**	-9 568 754	-7 259 758	-2 660 880	1 456 943	1 932 218	2 710 901	2 875 773	2 547 876	2 617 362	3 766 748	3 443 789	3 816 275
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**11 608 721**	-9 568 754	-6 957 268	-2 443 760	1 282 308	1 629 756	2 191 274	2 227 687	1 891 449	1 862 072	2 568 123	2 250 103	2 389 583
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**579 818 334**	-9 568 754	-17 917 476	-21 436 490	-19 220 662	-15 841 200	-10 388 609	-3 736 772	3 040 630	11 047 199	24 298 152	38 230 198	55 985 002
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**67 753 735**	-9 568 754	-17 100 303	-19 964 148	-18 337 368	-16 099 137	-12 841 338	-9 256 022	-5 960 582	-2 448 530	2 795 025	7 768 477	13 486 201
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**32 329 360**	-9 568 754	-16 828 512	-19 489 392	-18 032 449	-16 100 231	-13 389 330	-10 513 557	-7 965 680	-5 348 319	-1 581 571	1 862 218	5 678 492
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**11 608 721**	-9 568 754	-16 526 022	-18 969 782	-17 687 474	-16 057 718	-13 866 444	-11 638 757	-9 747 309	-7 885 237	-5 317 113	-3 067 010	-677 427

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	**Ед.изм**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**	**2048**	**2049**	**2050**	**2051**
1	**2**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**
Выручка от реализации	тыс.тг.	90 753 584	97 206 048	102 936 950	108 492 244	111 336 284	113 606 359	115 383 987	116 366 940	116 870 503	116 103 373	116 054 368	115 846 252	115 186 488	113 814 494
Итого приток средств	тыс.тг.	90 753 584	97 206 048	102 936 950	108 492 244	111 336 284	113 606 359	115 383 987	116 366 940	116 870 503	116 103 373	116 054 368	115 846 252	115 186 488	113 814 494
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	60 694 049	64 579 320	68 419 211	71 449 860	75 050 045	77 149 081	79 439 324	80 586 872	81 850 052	80 819 280	81 291 687	82 217 508	82 559 447	84 242 663
прямые затраты	тыс.тг.	24 945 483	25 969 110	27 034 871	28 125 103	29 126 283	30 218 772	31 146 560	31 877 940	32 298 783	32 776 189	33 508 984	34 169 090	34 904 029	35 559 938
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	6 573 001	7 097 909	8 319 920	8 773 722	9 046 311	9 323 215	9 569 522	9 669 892	9 496 592	8 438 933	8 372 959	8 301 922	8 210 432	8 090 357
расходы периода	тыс.тг.	29 175 566	31 512 301	33 064 420	34 551 035	36 877 450	37 607 094	38 723 243	39 039 039	40 054 676	39 604 159	39 409 744	39 746 496	39 444 986	40 592 369

Составляющие	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**11 743 169**	**11 880 756**	**12 811 320**	**13 324 759**	**13 598 127**	**14 180 724**	**14 759 861**	**1 358 766**	**1 594 814**	**801 105**	**801 105**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**10 265 432**	**10 721 350**	**11 193 647**	**11 682 858**	**12 189 534**	**12 714 242**	**13 257 567**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**1 477 737**	**1 159 406**	**1 617 673**	**1 641 900**	**1 408 593**	**1 466 482**	**1 502 294**	**1 358 766**	**1 594 814**	**801 105**	**801 105**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 261 919	5 621 247	5 827 512	6 140 620	5 813 668	5 650 567	5 337 234	5 303 191	5 154 453	5 246 563	5 166 908	4 982 883	4 831 184	4 277 612
Итого отток средств	тыс.тг.	77 699 137	82 081 324	87 058 042	90 915 239	94 461 841	96 980 373	99 536 420	87 248 828	88 599 318	86 866 949	87 262 053	87 208 574	87 410 518	88 520 275
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**13 054 447**	**15 124 725**	**15 878 908**	**17 577 006**	**16 874 444**	**16 625 986**	**15 847 567**	**29 118 112**	**28 271 185**	**29 236 424**	**28 792 316**	**28 637 678**	**27 775 969**	**25 294 219**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.														
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	3 792 539	3 963 907	3 754 230	3 748 948	3 246 821	2 885 895	2 481 533	4 113 249	3 602 716	3 361 047	2 986 010	2 679 272	2 344 296	1 925 878
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 439 969	2 458 191	2 244 145	2 160 117	1 803 284	1 544 985	1 280 565	2 045 993	1 727 377	1 553 351	1 330 222	1 150 502	970 334	768 379
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	1 464 143	1 413 615	1 236 754	1 140 844	912 703	749 387	595 251	911 422	737 427	635 504	521 542	432 284	349 397	265 149
Накопленный поток денежной наличности															
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	69 039 448	84 164 173	100 043 081	117 620 086	134 494 530	151 120 516	166 968 084	196 086 196	224 357 380	253 593 805	282 386 121	311 023 799	338 799 768	364 093 988
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	17 278 740	21 242 647	24 996 877	28 745 825	31 992 645	34 878 541	37 360 074	41 473 322	45 076 038	48 437 086	51 423 096	54 102 367	56 446 664	58 372 542
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	8 118 462	10 576 652	12 820 797	14 980 914	16 784 198	18 329 182	19 609 747	21 655 740	23 383 118	24 936 469	26 266 691	27 417 193	28 387 526	29 155 905
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	786 716	2 200 332	3 437 085	4 577 929	5 490 632	6 240 019	6 835 271	7 746 693	8 484 120	9 119 623	9 641 165	10 073 449	10 422 846	10 687 995

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	2	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
Выручка от реализации	тыс.тг.	112 463 565	111 024 451	108 948 793	104 931 086	102 509 479	101 084 274	99 414 304	97 840 212	95 908 221	95 122 883	94 210 111	93 279 515
Итого приток средств	тыс.тг.	112 463 565	111 024 451	108 948 793	104 931 086	102 509 479	101 084 274	99 414 304	97 840 212	95 908 221	95 122 883	94 210 111	93 279 515
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	83 310 561	83 710 009	82 420 754	81 576 979	81 363 449	81 443 924	81 627 993	81 504 616	82 192 789	83 101 730	83 615 041	85 067 696
прямые затраты	тыс.тг.	35 280 761	35 089 762	34 740 261	34 446 299	34 217 623	34 909 319	35 359 824	35 980 511	36 612 785	37 531 941	38 511 057	39 550 688
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	7 974 502	7 853 001	7 702 847	7 447 883	7 281 961	7 173 823	7 063 418	6 958 880	6 836 837	6 796 677	6 763 504	6 737 116
расходы периода	тыс.тг.	40 055 298	40 767 246	39 977 647	39 682 797	39 863 866	39 360 782	39 204 751	38 565 226	38 743 167	38 773 112	38 340 480	38 779 892
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**338 429**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**338 429**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	4 250 663	3 938 884	3 844 208	3 287 361	2 909 401	2 657 902	2 338 177	2 096 140	1 622 909	1 323 235	1 075 142	633 599
Итого отток средств	тыс.тг.	87 561 224	87 648 893	86 264 962	85 202 769	84 272 850	84 101 826	83 966 170	83 600 757	83 815 698	84 424 965	84 690 183	85 701 295
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**24 902 341**	**23 375 558**	**22 683 831**	**19 728 317**	**18 236 629**	**16 982 448**	**15 448 134**	**14 239 455**	**12 092 523**	**10 697 918**	**9 519 928**	**7 578 220**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 710 457	1 448 432	1 267 993	994 844	829 609	696 937	571 918	475 571	364 337	290 770	233 426	167 628
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	657 804	536 933	453 082	342 652	275 429	223 032	176 419	141 405	104 422	80 329	62 160	43 028
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	217 534	170 164	137 607	99 732	76 826	59 619	45 194	34 715	24 567	18 112	13 431	8 910
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	388 996 328	412 371 887	435 055 717	454 784 034	473 020 663	490 003 111	505 451 245	519 690 700	531 783 224	542 481 142	552 001 070	559 579 290
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	60 082 998	61 531 431	62 799 424	63 794 267	64 623 877	65 320 814	65 892 732	66 368 303	66 732 640	67 023 410	67 256 836	67 424 463
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	29 813 709	30 350 642	30 803 724	31 146 376	31 421 804	31 644 836	31 821 255	31 962 660	32 067 082	32 147 411	32 209 571	32 252 599
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	10 905 530	11 075 694	11 213 301	11 313 033	11 389 859	11 449 478	11 494 671	11 529 386	11 553 953	11 572 064	11 585 495	11 594 405

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Выручка от реализации	тыс.тг.	92 460 794	91 673 251	90 031 291	88 789 360	85 624 820	81 995 809	79 263 992	77 039 409	76 457 632	74 566 179	68 228 310
Итого приток средств	тыс.тг.	92 460 794	91 673 251	90 031 291	88 789 360	85 624 820	81 995 809	79 263 992	77 039 409	76 457 632	74 566 179	68 228 310
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	85 772 997	87 559 806	86 862 697	87 641 665	83 979 960	79 762 963	79 014 212	77 161 434	76 327 467	74 409 886	67 036 771
прямые затраты	тыс.тг.	40 653 658	41 822 849	42 549 247	43 415 809	41 605 008	39 568 595	39 738 258	38 445 519	37 925 215	36 993 042	32 124 113
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	6 718 138	6 706 103	5 178 133	5 156 669	5 058 237	4 851 274	4 674 937	4 538 453	4 451 628	4 391 250	4 069 859
расходы периода	тыс.тг.	38 401 201	39 030 854	39 135 317	39 069 187	37 316 715	35 343 094	34 601 017	34 177 462	33 950 623	33 025 594	30 842 798
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	361 948	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	86 134 945	87 559 806	86 862 697	87 641 665	83 979 960	79 762 963	79 014 212	77 161 434	76 327 467	74 409 886	67 036 771
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**6 325 850**	**4 113 445**	**3 168 593**	**1 147 695**	**1 644 860**	**2 232 847**	**249 781**	**-122 025**	**130 165**	**156 293**	**1 191 539**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	126 230	74 048	51 456	16 814	21 739	26 621	2 687	-1 184	1 139	1 234	8 488
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	31 232	17 660	11 829	3 726	4 643	5 481	533	-226	210	219	1 454
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	6 198	3 358	2 156	651	777	879	82	-33	30	30	189
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	565 905 140	570 018 585	573 187 179	574 334 874	575 979 734	578 212 581	578 462 361	578 340 337	578 470 502	578 626 795	579 818 334
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	67 550 693	67 624 741	67 676 198	67 693 011	67 714 750	67 741 371	67 744 057	67 742 873	67 744 013	67 745 247	67 753 735
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	32 283 831	32 301 491	32 313 320	32 317 046	32 321 689	32 327 170	32 327 703	32 327 477	32 327 687	32 327 906	32 329 360
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	11 600 603	11 603 961	11 606 117	11 606 768	11 607 545	11 608 424	11 608 506	11 608 473	11 608 502	11 608 532	11 608 721

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Расчет коэффициентов извлечения месторождения Алибекмола производился на основе вычислений технологических показателей нескольких вариантов систем разработки, выполненных статистическим методом.

Согласно постановлению ГКЗ РК утвержденный коэффициент извлечения нефти по месторождению в целом составляет 0,265 доли ед. (Протокол ГКЗ РК №2297-21-У от 15.04.2021г). Данный показатель является технико-экономическим параметром и утвержден по варианту, соответствующему по системе разработки рассмотренному и рекомендуемому в рамках настоящего проектного документа варианту 2. В связи с этим в настоящем разделе производится сопоставление утвержденного КИН и прогнозных коэффициентов нефтеотдачи за рентабельные периоды по рассмотренным вариантам разработки (таблица 4.3.1).

Таблица 4.3.1 – Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

Объект разработки	Толща	Категория запасов	Утвержденные в ГКЗ РК			Варианты	Рачетный КИН, д.ед.	Прогноз. извлек. запасы, тыс.т
			КИН, д.ед.	Геолог. запасы, тыс.т	Извлек. запасы, тыс.т			
I	КТ-II	$B+C_1$	0,272	100955	27450	1	0,255	24 368,8
						2	0,273	26 103,6
Возвратный	КТ-I	C_1	0,202	9532	1930	1	0,203	1 935,9
						2	0,203	
	МКТ		0,145	503	73	1	0,146	73,6
						2	0,146	
Месторождение		***$B+C_1$***	***0,265***	***110990***	***29453***	***1***	***0,248***	***26 226,7***
						2	***0,266***	***28 113***

По результатам расчетов наименее привлекательными выглядит вариант 2, по которому прогнозный КИН в целом по месторождению составил 0,266 д.ед. Недостижение утвержденного КИН в варианте 2 объясняется меньшим количеством скажин, сокращенном в данном варианте с целью оптимизации бурения и уменьшения капитальных затрат.

Варианты 1 и 2 отличаются друг от друга не только количеством скважин, но и их расположением. При этом по обоим вариантам достигается КИН в 0,266 доли ед., что соответствует утверженному коэффициенту нефтеизвлечения, однако по результатам технико-экономического анализа наиболее привлекательным является 2 вариант, обеспечивающий максимальную сумму дисконтированных поступлений.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Экономический анализ проведен по двум вариантам, для оценки возможных финансовых и экономических последствии реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант – 2026 – 2066 гг.

2 вариант – 2026 – 2074 гг.

Объем необходимых капитальных вложении при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 217 170,0 млн. тг.

2 вариант – 189 183,5 млн. тг.

Максимальные капитальные вложения приходятся на первый вариант, что связано с большим количеством ввода из бурения по данному варианту.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 2 789 498,3 млн. тг

2 вариант – 3 457 467,5 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) Государства за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% (WACC НК КМГ) имеет следующую величину:

1 вариант – 191 217,3 млн. тг.

2 вариант – 199 662,2 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) недропользователя за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 58 731,8 млн. тг.

2 вариант – 67 753,7 млн. тг.

Таким образом, рентабельным является второй вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Таблица 5.1.1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	**период**	**2026 – 2066**	**2026 – 2074**
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	3 796	4 477
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	521,3	525,2
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	3 757,9	4 373,3
Ввод новых скважин из бурения	сквж	37	32
Нефтедобывающих	сквж	37	32
вертикальных	сквж	30	25
горизонтальных	сквж	2	2
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	15 512	17 398
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	26 227	28 113
добыча нефтяного (попутного) газа рентабельный период	млн. м3	13 600	14 303
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	86 351	128 975
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	104 277	146 901
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	93 403	135 012
закачка воды с начала разработки	млн. м3	115 720	157 329
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	24,8%	26,6%
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	93,99%	96,36%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг.	3 694 644,7	4 363 817,7
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг.	217 170,0	189 183,5
в строительство скважин	млн. тг.	179 507,3	152 903,9
в нефтепромысловое строительство	млн. тг.	37 662,7	36 279,6
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг.	2 789 498,3	3 457 467,5
производственные расходы	млн. тг.	1 207 228,2	1 535 119,8
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг.	273 084,5	314 266,0
непроизводственные расходы	млн. тг.	1 309 185,6	1 608 081,6
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)		3 016 001,9	3 657 929,0
- Поток денежной наличности	млн. тг.	554 367,0	579 818,3
- Поступления Государству	млн. тг.	1 032 015,4	1 241 652,0
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг.	58 731,8	67 753,7
при ставке дисконта в 15%	млн. тг.	25 602,8	32 329,4
при ставке дисконта в 20%	млн. тг.	6 880,6	11 608,7
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг.	191 217,3	199 662,2
при ставке дисконта в 15%	млн. тг.	114 122,2	118 845,6
при ставке дисконта в 20%	млн. тг.	77 976,9	81 476,0
- после налогообложения	годы	2 035	2 033
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	3,553	4,065
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	1,683	1,850
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,378	1,504
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,127	1,222

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор рационального способа подъёма жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения Алибекмола исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

На дату составления Дополнения к Проекту разработки добыча нефти на месторождении Алибекмола осуществляется фонтанным и механизированными способами. При механизированной добыче применяются установки электроцентробежных насосов, также скважины эксплуатируются Непрерывным Дискретным Газлифтом (НДГ).

Разработка продуктивных горизонтов осуществляется на режиме с поддержанием пластового давления.

Характеристика работы скважин

На дату составления отчета (на 01.01.2026г.) весь пробуренный фонд скважин составляет 112 ед. Из них эксплуатационный фонд составляет 93 ед., добывающих скважин всего 64 ед.. из них 4 ед. экплуатируются фонтанным способом, 51 скважина оборудованна УЭЦН, 2 скважины эксплуатируются при помощи НДГ. Во временном простое 1 скважина, ранее экплуатируемая фонтанным способом. 6 скважин в бездействии.

Нагнетательный фонд состоит из 29 скважин, 5 скважин из которых находятся в бездействии. В освоении 1 скважина, в консервации 1 скважина, наблюдательный фонд равен 1 ед.

В таблице 6.1.1 приводятся показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность:

Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин согласно рекомендуемому варианту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Года																								
		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
Фонтан, Механизированная	Ввод скважин	0	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	98	101	103	104	105	106	107	109	111	112	113	114	116	118	120	122	124	126	128	128	128	128	128	128	128
	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	44,3	45,2	54,6	61,5	66,6	67,6	64,7	63,3	62,9	61,5	62,3	64,3	68,3	70,5	71,7	72,6	72,9	72,5	72,2	72,0	71,1	70,8	71,8	71,5	71,1
	Средняя обводненность, %	70,8	67,4	65,8	64,3	63,9	64,1	64,3	65,0	66,6	67,6	68,3	68,9	69,8	70,7	71,7	72,7	73,9	74,9	76,1	77,2	77,9	79,0	80,1	81,2	82,3

Продолжение таблицы 6.1.1

Способ эксплуатации	Показатели	Года																								
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075
Фонтан, Механизированная	Ввод 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
	Средний эксплуатационный фонд	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	69,2	68,3	70,6	70,6	70,7	70,7	70,8	70,7	70,7	70,9	70,7	70,6	70,6	71,0	71,5	71,5	71,4	71,4	71,9	72,4	72,4	72,4	72,3	72,3	72,3
	Средняя обводненность, %	71,9	72,6	74,4	75,3	76,2	77,1	77,9	78,7	79,5	80,2	81,0	81,7	82,4	83,0	83,7	84,3	84,9	85,5	86,0	86,5	87,0	87,5	88,0	88,4	88,9

Согласно таблице 6.1.1. планируется ввод 32 эксплуатационных скважин в период с 2026 г. по 2044 г. Эксплуатационный фонд скважин изменяется от 98 ед. в 2026 г. до 128 ед. в 2044 г. Среднегодовой дебит жидкости по скважине в среднем составляет 68,5 т/сут., в то время как обводненность в среднем будет составлять 73,8%.

Обоснование предельных условий фонтанирования скважин

Для обеспечения длительного фонтанирования скважин необходимо оценить предельные давления фонтанирования при условии Рзаб<Рнас, обосновать выбор внутрискважинного оборудования и подобрать устьевое оборудование.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Пластовая нефть месторождения Алибекмола насыщена газом. Давление насыщения изменяется по глубине и составляет в среднем 25,23 МПа.

Значения минимальных забойных давлений фонтанирования скважин нефтяного объекта оценены по методике А.П. Крылова для условия, когда забойное давление меньше давления насыщения. Исходные данные для расчёта условий фонтанирования приведены в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2 – Исходные данные, использованные для расчёта условий фонтанирования

№ пп	Наименование	Объект КТ-II
	Горизонты	**КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3, КТ-II-II-4**
1	Средняя длина подъёмника, м	3066
2	Давление насыщения нефти газом, МПа	25,23
3	Пластовое давление, МПа	21
4	Газосодержание, $м^3/т$	2079
5	Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	0,680
6	Плотность дегазированной нефти, $т/м^3$	0,843

Условия фонтанирования для нефтяной залежи определяются соотношением между эффективным газовым фактором смеси, поступающей из пласта и удельным расходом газа, необходимым для работы газожидкостного подъёмника. Для фонтанирования скважин необходимо, чтобы эффективный газовый фактор (Гэф.) был больше или по крайней мере равен удельному расходу газа (Rопт) при работе на оптимальном режиме (Гэф ≥ Rопт) и условия фонтанирования при Рзаб<Рнас.

На рисунке 6.1.1 приведены предельные условия фонтанирования (минимальные забойные давления при соответствующих значениях максимальной обводненности) в подъёмниках диаметром 73 мм для проектных значений обводнённости продукции скважин по объекту КТ-II.

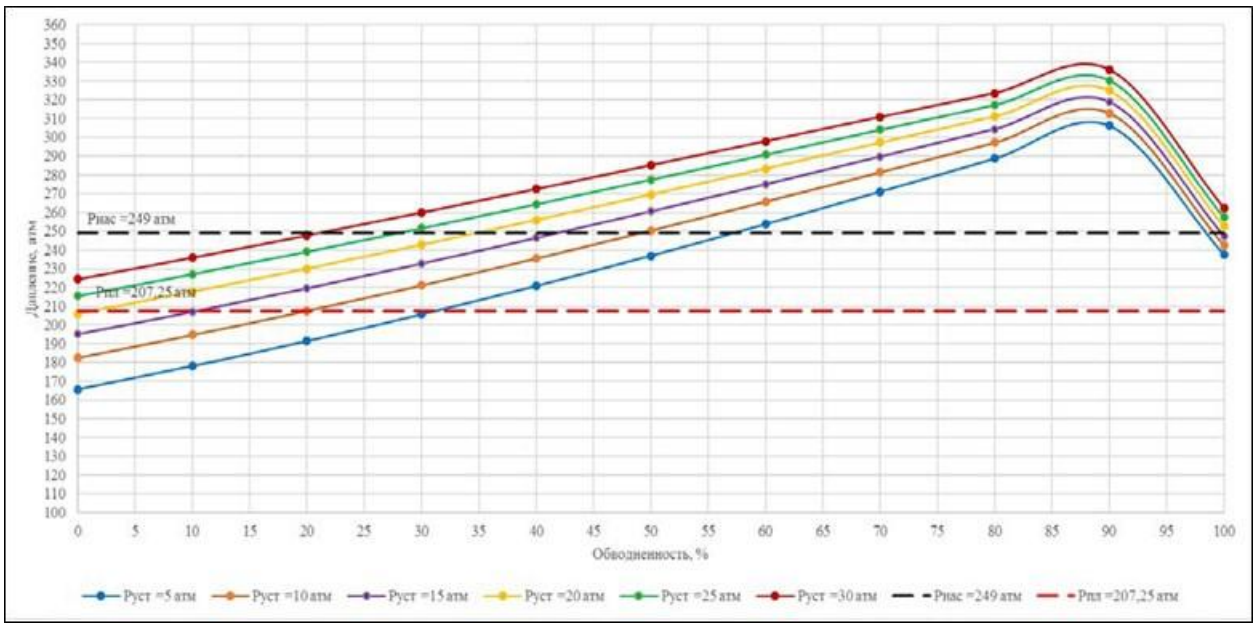


Рисунок 6.1.1 – Минимальные забойные давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности объекта КТ-II

Как видно из графика на рисунке 6.1.1, условия фонтанирования скважин с НКТ диаметром 73 мм для объекта КТ-II при существующих продуктивных характеристиках пластов при забойных давлениях от 165 до 225атм, при максимальной обводненности от 0% до 58%.

Выбор внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, P=f (H) для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям P=f (H) строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

В настоящее время для промысловых расчётов используются программы для персональных ЭВМ, в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

Для расчёта фонтанного подъёмника в данной работе использована программа «Pipesim» с корреляцией «Hagedorn & Brown (1963) oil» для нефтяной залежи. Для

сравнения работы лифтовых колонн различных компоновок, на рисунках 6.1.2-6.1.4 приведён график характеристических кривых компоновок с диаметром 33,4 мм, 42 мм, 48 мм, 60 мм, 73 мм, 89 мм и 114 мм на глубину 3066 м при газовом факторе равном 2079 м^3/т и устьевом давлении 2,8 МПа. Из графика видно, что работа лифта практически не меняется от увеличения диаметра. Таким образом, компоновка НКТ с диаметром 73 мм является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления.

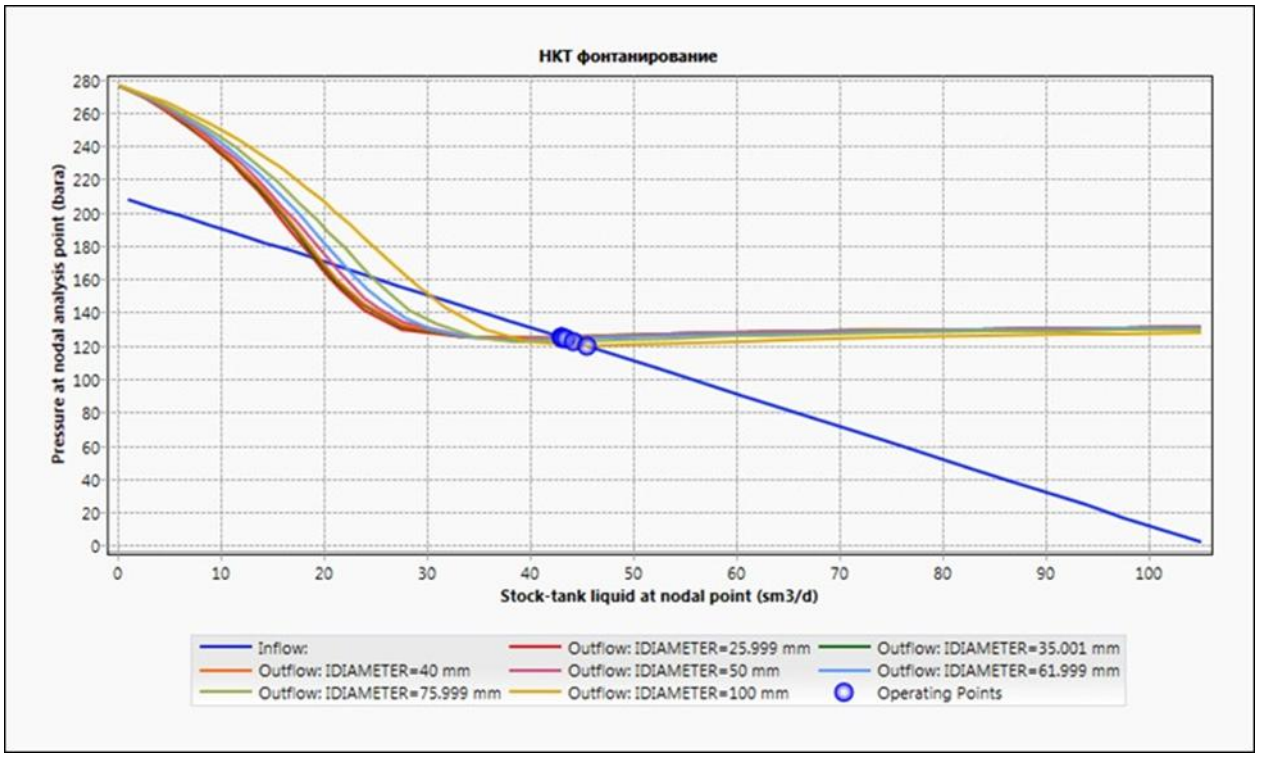


Рисунок 6.1.2 – Сравнение условий работы подъёмников при разных диаметрах

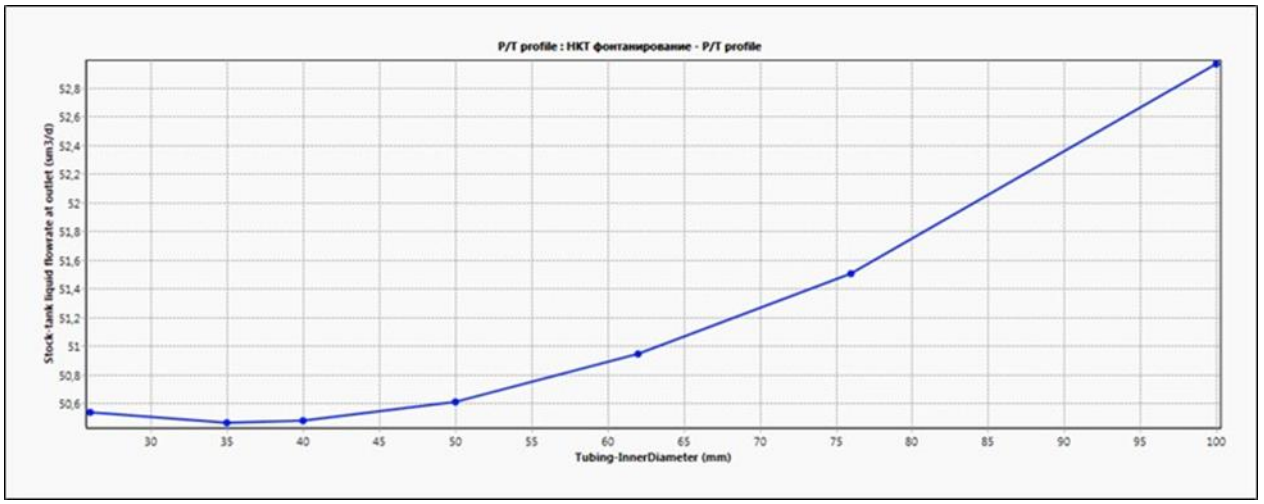


Рисунок 6.1.3 – Зависимость дебита жидкости и внутреннего диаметра НКТ

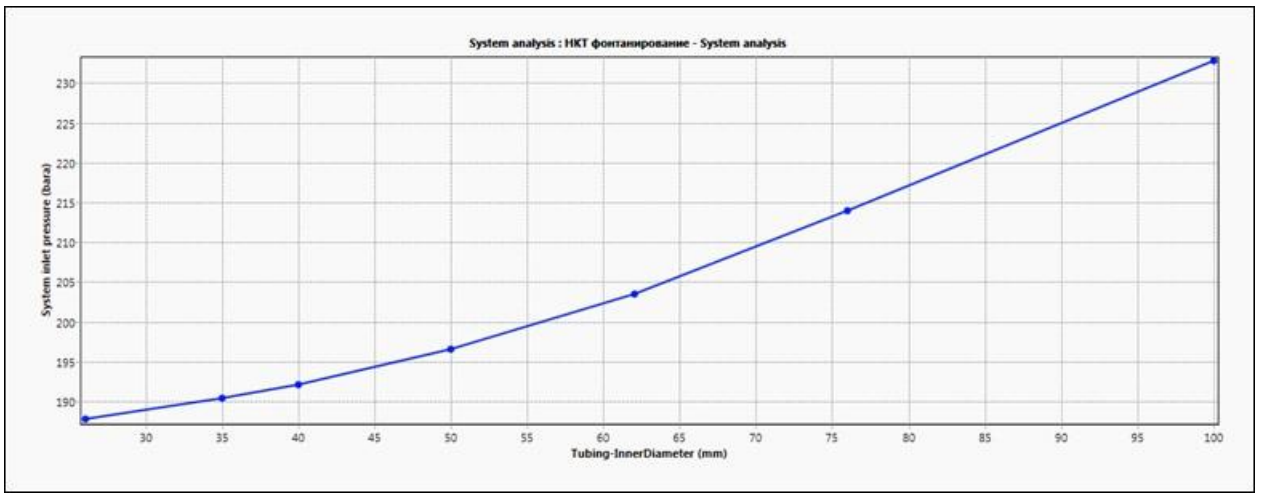


Рисунок 6.1.4 – Зависимость забойного давления и внутреннего диаметра НКТ

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Условия эксплуатации на месторождении Алибемола накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

В таблице 6.1.3 приведены предлагаемые компоновки фонтанного лифта с указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска для вертикальных скважин.

Таблица 6.1.3 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр НКТ, мм	Толщина стенок НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м
Вертикальные скважины			
168,3	73	5,5	Около 50 м до интервала перфорации

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48мм (внутренний диаметр 60,43мм) на рабочее давление 25 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съемные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Скважины, прекратившие фонтанирование, планируется переводить на механизированный способ эксплуатации.

Выбор устьевого оборудования

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

На месторождении Алибекмола ожидается максимальное давление 21 МПа, что равна пластовому давлению объекта разработки. Для обеспечения безопасной эксплуатации фонтанная арматура выбирается крестового типа на рабочее давление 35 МПа по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, для холодной климатической зоны, которая обеспечивает возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с

пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;
- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование Непрерывного Дискретного Газлифта (НДГ) и установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Непрерывный Дискретный Газлифт (НДГ)

Основой для технологии НДГ является дифференциальный регулятор РД-50, который устанавливают в специальной скважинной камере на расчетной глубине скважины. Скважины работают по схеме бескомпрессорного газлифта, в качестве рабочего агента используется собственный пластовый газ скважины.

Особенность данной технологии заключается в том, что эксплуатация скважин осуществляется в режиме заданных забойных давлений, а режим работы газлифтного подъемника, непрерывный или периодический, устанавливается автоматически в зависимости от величины притока (дебита скважины). Достигается это путем одновременной, причем автоматической стабилизации динамического уровня жидкости и давления газа в кольцевом пространстве скважины.

Газлифтный подъемник условно разделяют на два отсека - нижний и верхний. Работа нижнего отсека контролируется пилотным затвором потока жидкости, верхний отсек управляется двухпозиционным регулятором подачи рабочего агента.

Контроль потока жидкости в колонне НКТ осуществляется по двум параметрам: перепаду давления на входе рабочего клапана $P_{вх}=P_{затр.}–P_{труб.вх.}$, определяющему положение

динамического уровня и перепаду давлений на выходе рабочего клапана $P_{вых.}=P_{затр.} - P_{труб.вых.}$, определяющему высоту выбрасываемого столба жидкости.

Параметры задаются из технологических соображений, настройка этих параметров осуществляется на специальном стенде перед спуском рабочего клапана в скважину.

Установка и извлечение регулятора из скважины осуществляется посредством стандартного набора инструментов канатной техники.

Рабочий агент-газ, аккумулированный в кольцевом пространстве скважины под давлением ***Рзатр.*** (при использовании внешнего источника - величина давления рабочего агента) оттесняет поступающую из пласта жидкость на расстояние ***h0*** от устья скважины, что определяет положение приведённого динамического уровня жидкости.

Глубина точки ввода газа (глубина спуска скважинной камеры ***L***) определяется по уравнению:

$$L = H - h_1 - (10\Delta P_{вх} / \rho_{ж})$$

где, h1 = 10(Рзаб – Рзатр)/ ρж;

ΔРвх - перепад давлений на жидкостном затворе регулятора РД-50, который может варьировать в пределах 0,5 – 5,0 МПа.

Таким образом величина депрессии на пласт ΔР при переводе скважины с фонтанного способа эксплуатации на режим НДГ остается неизменной, а возрастание суточного дебита скважины происходит по следующим причинам:

- в режиме НДГ за счет пластовой энергии в условиях конкретных месторождений величина поднимаемого столба НГС уменьшается (примерно) с 3000м до 1000-1800м в зависимости от глубины установки и параметров настройки регулятора РД-50. Дальнейший подъем столба НГС осуществляется за счет энергии расширения газа высокого давления, поступающего из затрубного пространства скважины через газовый затвор регулятора. Эта же энергия компенсирует и гидравлические потери от движения НГС с глубины точки ввода газа до пункта сбора нефти;
- при эксплуатации в режиме НДГ отпадает необходимость в установке штуцера на устье скважины, что позволяет снизить Рбуф до величины давления в коллекторе системы нефтесбора и полностью ликвидировать гидравлические потери на устье скважины.

В зависимости от конкретных условий месторождения и геолого-технических характеристик скважин, применяют следующие варианты расчетов установок НДГ.

Вариант 1. Выбирают типовую схему расстановки скважинного оборудования, т.е. на всех скважинах устанавливают единую глубину точки ввода газа (одинаковую глубину

спуска скважинной камеры КС-73 для установки регулятора РД-50). При этом необходимо для каждой конкретной скважины определять индивидуальные параметры настройки задатчиков регулятора.

Вариант 2. Выбирают типовую схему настройки регуляторов, по предварительной оценке, геолого-технических характеристик скважин, затем для каждой конкретной скважины определяют глубину спуска скважинной камеры КС-73. Этот вариант, как показала практика внедрения технологии НДГ, в настоящий момент наиболее предпочтителен, так как в этом случае возможна поставка регуляторов, тарированных на заводе-изготовителе, либо в специализированных мастерских.

Верхний отсек подъемника НДГ (выше точки ввода газа) должен быть выполнен из НКТ диаметром 73 мм, нижний – в идеальном варианте – НКТ диаметром 60 мм. В такой схеме создаются наиболее благоприятные условия для выноса воды и использования собственного пластового газа, поступающего в скважину из призабойной зоны.

Скважинную камеру КС-73 спускают на заданную глубину силами бригад капитального ремонта, установку регуляторов РД-50 выполняют после освоения скважины посредством канатной техники.

В зависимости от технологии и техники, применяемой на конкретном месторождении для освоения скважины после глушения, скважинная камера КС-73 может быть спущена с предварительно установленной промывочной втулкой (рекомендуется), которая перекрывает радиально расположенные отверстия для ввода газа в колонну подъемных труб. Внутренний диаметр проходного отверстия промывочной втулки равен 40мм. Цанга удерживает втулку от произвольного перемещения при выполнении промывочных операций на скважине. Для извлечения и установки промывочной втулки применяется универсальный инструмент ИСУ-50.

По окончании ремонтных работ на скважине и завершении освоения, извлекают промывочную втулку из скважинной камеры КС-73. Накопленный в кольцевом пространстве газ (или подаваемый от постороннего источника) оттесняет уровень жидкости до радиальных отверстий в скважинной камере КС-73 и после «продувки» колонны подъемных труб газом устанавливают регулятор РД-50.

Осуществляют плавное открытие выкидной линии, после чего процесс подъема жидкости происходит в автоматическом режиме. Из нижнего отсека жидкость поступает на вход регулятора РД-50, проходит затвор и поднимается в верхний отсек. По достижении уровня жидкости в верхнем отсеке до заданного значения открывается газовый затвор и газ из кольцевого пространства скважины через отверстия подается в колонну НКТ.

Для установки и извлечения регулятора РД-50 используют серийно выпускаемый инструмент ИЦ-35 или инструмент серии «JD» (Camco).

Арматура устья скважины остается неизменной. Гидравлически устанавливаемый пакер монтируют ниже верхнего интервала перфорации, над пакером устанавливают две стандартные скважинные камеры, под пакером спускают хвостовик НКТ в зону нижнего интервала перфорации. «Башмак» НКТ оборудован автономным электронным манометром типа PPS25, давление на забое нижнего горизонта контролируется жидкостным задатчиком регулятора РД-50, который устанавливают на расчетной глубине. Стандартные скважинные камеры предназначены: нижняя – для монтажа инжекционного клапана, верхняя – для установки манометра типа PPS25. Инжекционный клапан КД-25И может быть настроен на дифференциальный перепад давлений до 21 МПа. По мере скопления жидкой фазы в зоне верхнего интервала перфорации и, как следствие, повышения забойного давления, клапан открывается, и накопленная над пакером жидкость выдавливается в колонну НКТ. Отбор газа осуществляют из кольцевого пространства, регулирование отбора газа – установкой штуцера.

Выброс накопленных столбов жидкости в НКТ производится автоматически через газовый затвор регулятора РД-50.

Скважинное оборудование – регулятор РД-50, клапан КП-25И, манометры PPS – извлекаемые без глушения скважины посредством стандартного набора канатной техники. Электронные приборы серии PPS обеспечивают непрерывное проведение многоэтапных измерений в скважине, стандартный объем памяти составляет 500000 наборов, набор данных – время, давление, температура.

Рекомендуемый планово-предупредительный период замены скважинного оборудования 6 мес.

Скважинное оборудование для установок НДГ выпускается по предварительному заказу потребителя, сроки поставки и комплектация – по согласованию сторон.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

На месторождении рекомендовано применение и эксплуатация установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Благоприятные условия для этого создают физико-химические параметры пластовых флюидов, температура и глубина залегания продуктивных горизонтов, а также параметры эксплуатационных колонн.

Технические характеристики УЭЦН.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 м3/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее

эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 м3/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50 %), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок.

По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Надежность работы установки зависит от качественного подбора насоса к скважине и температуры. Для лучшей работы УЭЦН давление на приеме насоса должно быть более рпр□ 1,75 МПа. Однако УЭЦН плохо работают в условиях высоко коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка (до 0,2 %), в условиях высокой температуры, большой вязкости (□> 200 МПа□с).

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, герметичный ввод электрокабеля, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

На рисунке 6.1.5 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

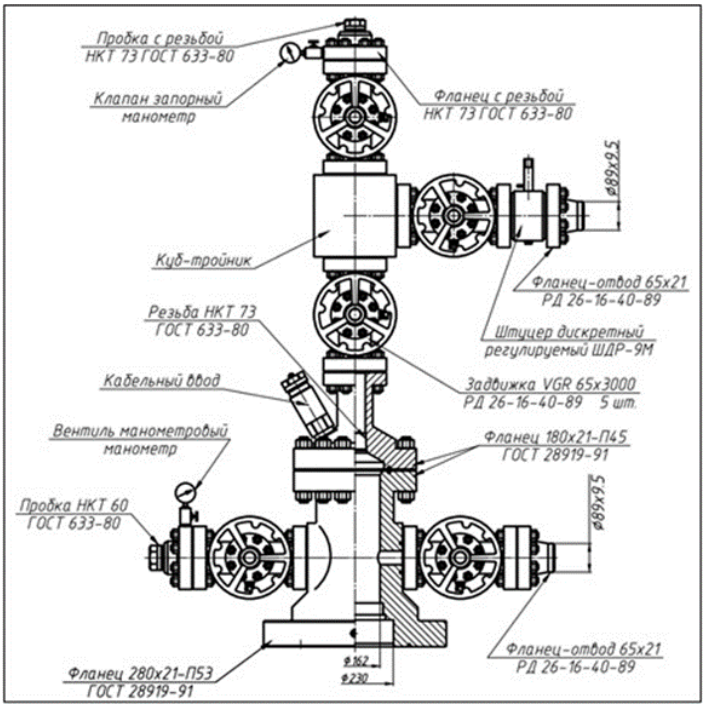


Рисунок 6.1.5 – Устьевая арматура УЭЦН

Трубная подвеска, имеющая два уплотнительных кольца, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с насосом на нижнем конце и сальниковым устройством наверху. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Наземное оборудование состоит из автоматизированной станции управления как правило с частотно-регулируемым приводом и со встроенными контроллерами, имеющими максимально широкий функционал для работы с УЭЦН и с системой отображения информации, а также возможностью хронологической записи всех основных показаний работы установки. Опционально возможна комплектации системой дистанционного мониторинга и управления УЭЦН по радиоканалам (например, GSM) или линиям связи. К наземному оборудованию относится разгазирующая коробка и повышающий трансформатор (от станции к ПЭД). Наземное оборудование монтируется на специальной площадке (кроме разгазирующей коробки). Высоковольтный кабель от устья до повышающего трансформатора укладывается на подставках над землей. Станция управления подключается к трехфазному источнику переменного тока на 380В.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

В подземное оборудование входят погружной электронасосный агрегат, который объединяет в себе погружной электродвигатель (ПЭД) с гидрозащитой (устройство изоляции полости ПЭД от пластовой среды), погружной блок датчиков телеметрии, центробежный многоступенчатый насос с газостабилизирующими устройствами на входе (газосепаратор, диспергатор и т.п.) и кабельную линию для подачи электроэнергии. Компоновка УЭЦН спускается в скважину на колонне НКТ с креплением кабельной линии с наружи лифта. Над насосом, через 3-5 труб НКТ, устанавливают обратный и сливной клапаны. Герметичный выход кабеля из скважины производится через кабельный ввод в фонтанной арматуре.

Типоисполнения УЭЦН возможны в различных комбинациях - исполнениях термостойком, коррозионностойком, износостойком (значительно влияет на стоимость УЭЦН). Установки, как правило, оснащаются погружной системой телеметрии для получения показаний температуры, давления в зоне подвески погружного электродвигателя насоса. Имеются телеметрии для УЭЦН с датчиками вибрации и расходомерами. Кабельные линии имеют термовставки из более дорогого освинцованного EPDM кабеля на 230°С и основной линии кабеля с полимерной изоляцией на 120-130°С.

Эксплуатация нагнетательных скважин

Устья нагнетательных скважин на месторождении Алибемола оборудованы фонтанными арматурами рассчитанные на рабочее давление 21 Мпа, с ручным управлением, с условным проходом ствола и боковых отводов 65 мм. Подземное оборудование нагнетательных скважин состоит из одноступенчатой колонны насосно-компрессорных труб диаметрами Ø 73, 89 мм и разобщающего пакера.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования газоконденсатного месторождения Алибекмола возникают такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой продукции, как коррозия скважинного и наземного оборудования, парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Защита промысловых трубопроводов от внешней коррозии осуществляется с помощью изоляционных покрытий и средств электрохимзащиты, которые предусматриваются проектом и монтируются на ПТ до их сдачи в эксплуатацию.

В процессе эксплуатации ПТ необходим постоянный контроль за состоянием изоляционного покрытия и нормальным функционированием средств ЭХЗ, который осуществляет служба отдела механики энергетики и метрологии.

Периодический контроль состояния изоляционного покрытия ПТ проводится существующими методами, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта (УКИ), или осмотром изоляционного покрытия и поверхности металла труб в шурфах, отрываемых в наиболее опасных местах.

Эффективность работы средств ЭХЗ обеспечивается их периодическими осмотрами и контрольными замерами. Замер потенциалов на контактных устройствах должен производиться не реже четырех раз в месяц на дренажных установках, двух раз в месяц на катодных установках, одного раза в месяц на протекторных установках.

Ремонт средств ЭХЗ должен проводиться по графику ППР, составленному в соответствии с РД 39-30-142-79 "Основные положения о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты магистральных нефтепроводов".

Сведения о работе, причинах отказов, показания приборов катодных установок и результаты измерения разности потенциалов "сооружение — земля" в точке дренажа записываются в журнал контроля работы, находящийся внутри установки ЭХЗ.

Контроль состояния электрохимической защиты в процессе эксплуатации трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ 25812-83.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

Присутствие воды в добываемой газо-жидкостной смеси (ГЖС) является ключевым фактором протекания электрохимических процессов коррозии и могут вызвать коррозию УС в условиях смачивания внутренней поверхности металла труб и оборудования водой.

В водах месторождения Алибекмола обнаружены диоксид углерода и кислорода, среды сильно минерализованы, имеются ионы двух- и трехвалентного железа, установлено понижение значений pH среды. Все эти факторы, вместе взятые приводят к усиленной коррозии нефтепромысловых труб и оборудования. Для вод месторождения характерна эрозионная коррозия, которые обладают повышенной агрессивностью по отношению к оборудованию. В связи с этим особое значение приобретает подбор ингибиторов коррозии для подготовки нефти и водоподготовки.

В условиях присутствия в средах плёнок сульфидов железа может существенно ускорится протекание коррозионных процессов подземного оборудования добывающих скважин, в НКТ и внутренних поверхностях обсадных колонн, в системах сбора и подготовки сточной воды. Локальная коррозия может возникать в местах изменения направления движения потока: отводы, тройники, фильтры, рабочие колёса центробежных насосов и др. Может возникать коррозия, в виде цепочки язв или канавки, вдоль нижней образующей промысловых трубопроводов и оборудование, выполненные из обычных углеродистых сталей (УС), по всей технологической цепочке нефтепромысла: добыча, сбор, транспорт, подготовка нефти и газа, ППД. Может также возникать щелевая коррозия наземных трубопроводов и ёмкостей под осадками в системах подготовки сточной воды, в аэрированных сточных водах.

В настоящее время на месторождении применяются ингибиторы коррозии MI-COR 2304 для альбсеноманской воды и MI-COR 2311 для пластовой воды при норме расхода 25 гр/тн. ингибиторы коррозии MI-COR 2304 для альбсеноманской воды и MI-COR 2311 для пластовой воды производятся компании ТОО «Kaz MI» и предназначен для предотвращения коррозии трубопроводов, оборудования в системе сбора и подготовки нефти. Реагент подаётся непрерывно в коллекторную систему, на выкидные линии скважин, в затрубное пространство скважин, в коллектор на прием сепараторов.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

Высокое содержание в продукции скважин парафина и асфальто-смолистых веществ, серы, осложняет работу внутрискважинного и наземного оборудования.

Формирование АСПО в стенках глубинного оборудования добывающих скважин определяется в основном содержанием в нефти парафина, смол и асфальтенов, их соотношением и изменением температуры нефти при ее движении от забоя до устья скважины. Осложнения, связанные с АСПО в призабойной зоне скважины (ПЗС), в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании обусловлены содержанием в нефти парафина, смол и асфальтенов. При вводе в эксплуатацию эксплуатационных скважин, а также наземных объектов системы сбора и подготовки, учитывая физико-химические свойства конденсата, могут возникнуть осложнения, связанные с образованием парафино- смоловых отложений и механических примесей. Изменения термобарических условий потока пластового флюида в процессе эксплуатации добывающих скважин ниже критических значений могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы, образованию отложений на стенках трубопроводов и уменьшению рабочего сечения. Для борьбы и предупреждения парафино-смоловых отложений в нефтедобывающей промышленности существуют различные методы: механический, тепловой, химический.

Механический метод предполагает удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для этой цели разработаны скребки различной конструкции, которые применяются как для очистки НКТ, так и трубопроводов системы внутрипромыслового сбора и транспорта.

Тепловой метод основан на способности парафина плавиться при температурах выше температуры насыщения. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла. Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях и подачу ее в скважину.

Химический метод предназначен для удаления и предупреждения парафиноотложений с помощью химических реагентов, растворителей. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе, раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы. Различными компаниями, специализирующимися в области производства хим. реагентов, разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с парафино-смоловыми отложениями.

Мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО и по промывке песчаных пробок на месторождении Алибекмола, показывают высокую эффективность и рекомендуется их

продолжать. Ниже представлены рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

Таблица 6.2.1 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Периодичность	Примечание
1	*2*	*3*	*4*	*5*
1	На дату отчета	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	По графику/по необходимости	Глубинное оборудование, выкидные линии
2		Очистка ствола скважин НКТ от АСПО скребками	По графику/по необходимости	-
3		Ввод ингибиторов для борьбы с коррозией	Постоянно Норма расхода 25гр/тн	Подземное и наземное оборудование

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Существующая система сбора продукции скважин

На месторождении Алибекмола применяется герметичная система сбора и внутрипромысловой транспортировки нефти и газа. На месторождении Алибекмола размещено основное производство: ЦПНиГ с доведением нефти до товарной кондиции и цех подготовки и переработки газа ЦПиПГ. Добываемая нефть месторождения Кожасай на УПН, размещенной непосредственно на месторождении Кожасай, проходит предварительную подготовку, после чего по нефтепроводу «УПН Кожасай–ЦПНиГ Алибекмола» направляется на ЦПНиГ м. Алибекмола, где проходит окончательную очистку от меркаптанов с доведением до товарного качества нефти. Газ направляется с ЦПНиГ на ЦПиПГ для получения товарного газа, смеси пропан-бутановой технической, стабильного газового бензина, пентановой фракции, которая возвращается на ЦПНГ м. Алибекмола для совместной реализации с товарной нефтью м/р. Алибекмола.

Основной поток газа месторождения Кожасай проходит предварительную

подготовку к транспорту на УПГ м. Кожасай, далее транспортируется по газопроводу до ЦПиПГ м/р Алибекмола для доведения его до товарного качества. Часть газа доводится до кондиции топливного на месторождении Кожасай для собственных нужд. Избытки попутного газа передается в АО «КазТрансГаз» для дальнейшей переработки на УКПГ Кожасай» ТОО «Gas Processing Company».

Блок-схема транспортировки добываемой продукции месторождений ТОО «КазахойлАктобе» приведена на рисунке 6.3.1.

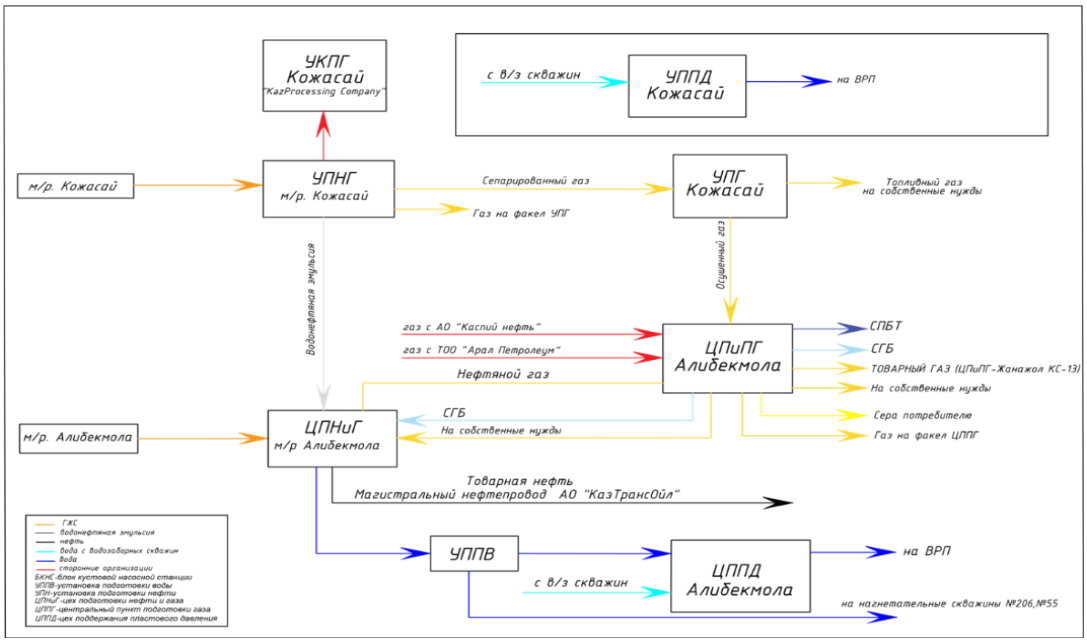


Рисунок 6.3.1 – Блок схема транспортировки добываемой продукции месторождений ТОО «Казахойл Актобе»

Жидкость эксплуатационных скважин по выкидным линиям Ø108×8 поступает в автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ Север №1, №2) в количестве 2 единицы и в МАФ №1, №2, №3, №4, №7, №8.

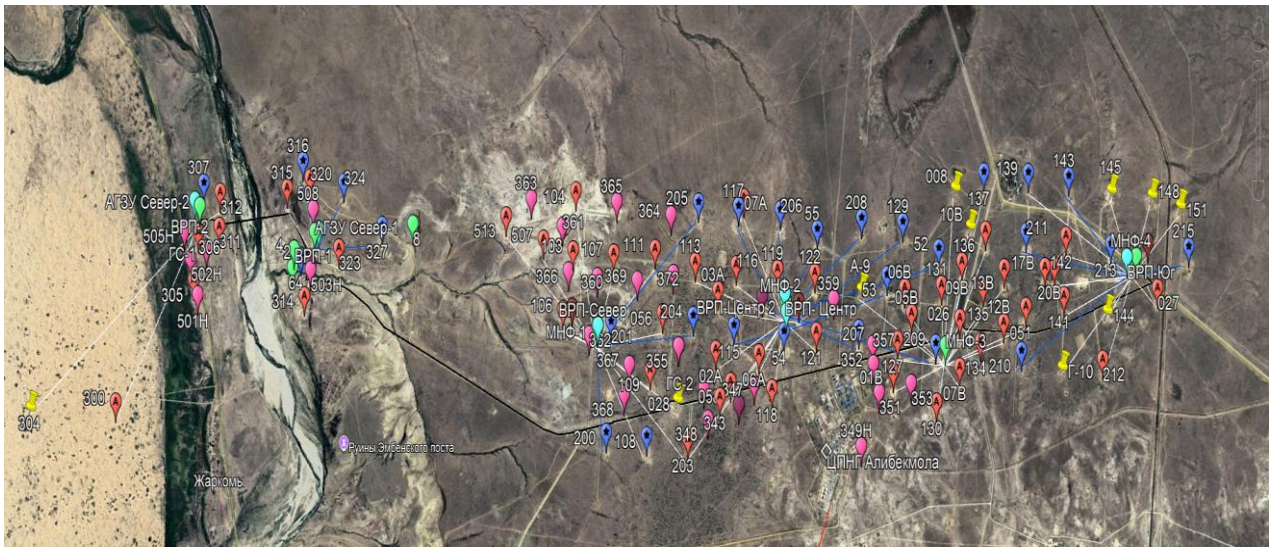


Рисунок 6.3.2 – Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции м/р Алибекмола

Существующая система подготовки добываемой продукции

Продукция добывающих скважин по выкидному трубопроводу Ø108×8/114х11 (сталь 20) поступает в автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ Север №1, №2) в количестве 2 единицы и в МАФ №1, №2, №3, №4.

На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа. Продукция скважины поступает с АГЗУ поступает в ЦПНиГ.

Назначением установки ЦПНиГ является подготовка товарной нефти в соответствии с требованием СТ РК 1347-2024 и сдача нефти в систему магистрального нефтепровода АО «КазТрансОйл».

Скважинная продукция с автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) поступает на депульсатор ДП, где происходит предварительный отбор попутного газа из нефти. Далее нефтегазовый поток поступает в НГС I-ступени сепарации, где происходит процесс сепарации при избыточном давлении с выделением попутного нефтяного газа. Объем сепаратора составляет V-100 м^3, откуда газ направляется в нефтяной факельный газосепаратор для очистки от капель нефти и механических примесей.

Отсепарированный газ из нефтяного факельного газосепаратора отводится на факельную систему высокого давления. Нефть после сепаратора I-й ступени нагревается в печах Н-101 до 45ºС, и поступает на II -ступень сепарации в НГС V-50 м^3. Нефть II-й ступени сепарации, после сепаратора через клапан-регулятор уровня поступает в нефтегазовый сепаратор III-й ступени.

Разгазированная нефть из нефтегазового сепаратора III-й ступени поступает на прием центробежных насосов перекачки нефти Р-101А/В/С марки «ТКА-210/80 БС ВНМ У2» с производительностью 195 м^3/час и напором до 80 м. Уровень в сепараторе поддерживается автоматически регулятором расхода. Также в линию нагнетания насосов с блока дозирования реагентов подается деэмульгатор типа «Аманат 4001Б», подача которого осуществляется дозировочным насосом.

Далее нефть проходит через печь подогрева нефти «ПТБ -10Э» нагреваясь до температуры не более 60°С, поступает в отстойник ОБН-3000/0,6Э, откуда поступает в электродегидратор. В отстойнике V-200 м^3 происходит частичное обессоливание нефти, и отделение пластовой попутной воды от нефтегазовой смеси. Вода, выделившаяся в процессе отстаивания, через клапан, регулирующий сбрасывается в резервуар пластовой воды УППВ, нефть поступает в электродегидратор, предназначенный для более глубокого обезвоживания и обессоливания нефти под воздействием переменного электрического поля, который включает в себя процесс термохимического обезвоживания нефти.

На входе нефти в электродегидратор, установлен смеситель, в который подается опресненная вода для вымывания из нефти присутствующих минеральных солей. Подача опресненной воды производится насосами с емкости. Расход опресненной воды на смеситель регулируется регулятором расхода, клапан которого установлен на линии нагнетания насосов. Уровень в емкости поддерживается регулятором уровня, клапан которого установлен на линии входа воды в емкость с водозабора.

Нефть из электродегидратора подается на колонну отдувки нефти от сероводорода, предназначенную для очистки нефти от сероводорода и примесей меркаптанов. Для этого в колонну подается нефтяной газ от сепаратора. В процессе массообмена между газом и нефтью происходит очистка нефти от примесей сероводорода и меркаптанов. Газ, обогащенные примесями, с верха колонны направляются для сжигания на факельную систему низкого давления. Стабильная нефть с куба колонны, насосами, откачивается на установку демеркаптанизации нефти (УДН), откуда подается в резервуарный парк.

На ППН обустроена факельная установка с факелами высокого и низкого давления, состоящая из факельного сепаратора V-140м^3 по линии факела высокого давления и газорасширителя по линии факела низкого давления. На факел высокого давления осуществляется сброс газа из предохранительных клапанов сепараторов I-й и II-й ступени, а сброс с сепаратора III-ступени на факел низкого давления. Для улавливания капель влаги и конденсата перед факелом низкого давления установлен конденсатосборник, который состоит из газового расширителя и емкости для сбора конденсата V-8м^3. Сюда же поступает сброс газа после колонны отдувки нефти и с дренажных емкостей. Емкость для сбора конденсата снабжена системой контроля по уровню жидкости и давлению в напорном трубопроводе, оборудована погружным насосом для откачки уловленного конденсата в нефтегазовый сепаратор, либо в автоцистерну, либо в резервуар некондиционной нефти.

УДН предназначена для очистки подготовленной нефти от сероводорода и метил-этилмеркаптана прилегает к пункту подготовки нефти, с последующей транспортировкой нефти в товарные резервуары.

Процесс очистки нефти состоит из 2 этапов: I-ступень – очистка от сероводорода, и II-ступень – очистка от меркаптанов с использованием раствора КТК, который состоит из щелочного раствора и катализатора «ИВКАЗ».

В состав УДН входит:

- теплообменник подогрева нефти перед I-ступеней очистки;
- 2 отстойника-разделителя I-й ступени очистки V-100 м^3 каждый;
- 2 отстойника-разделителя II-й ступени очистки V-160 м^3 каждый;
- узел приема свежей щелочи и приготовления щелочного раствора.

Принципиальная схема технологического процесса подготовки нефти на УДН месторождения Алибекмола представлена на рисунке 6.3.3.

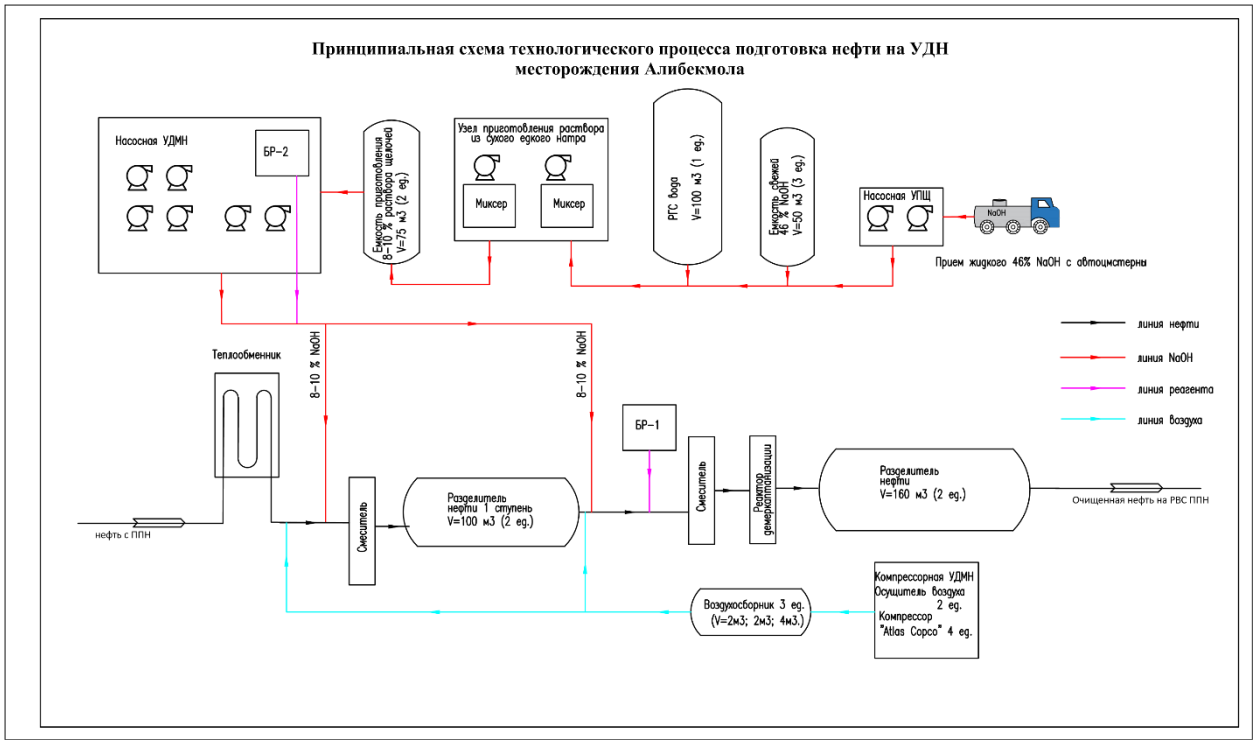


Рисунок 6.3.3 – Принципиальная схема технологического процесса подготовки нефти на УДН

Дегазированная нефть с температурой до 35°С прокачивается через трубное пространство теплообменника на УДН, где производится, подогрев нефти до 40- 45°С. После теплообменника нефть поступает на I-й очистки на вход смесителя, где подается 8-10 % раствор щелочи NaOH. В смесителе осуществляется I-ступень очистки нефти – экстракционная очистка. Присутствующие в нефти сероводород, метилмеркаптан, частично этилмеркаптан переходят в щелочную фазу, в виде сульфида и меркаптидов натрия. Эти реакции являются одной из причин отработки (снижения концентрации) щелочного раствора, поэтому щелочной раствор необходимо подпитывать (подкреплять свежим раствором). Смесь нефти и раствора щелочи поступает после смесителя в разделитель нефти и раствора щелочи, в котором во время, отстоя происходит разделение раствора щелочи от нефти, при этом происходит очистка нефти от сероводорода, других сернистых и кислых примесей. Насыщенный сульфидами и меркаптидами натрия раствор щелочи и сульфидов из сепаратора поступает на прием насосов и далее направляется в регенератор. Подпитка раствора каустика в систему производится из емкости.

Очищенная от сероводорода нефть сверху разделителя поступает на II-ступень очистки на вход второго смесителя, куда подается 10 % раствор NaOH. Перед смесителем подается воздух от компрессоров. Смесь нефти и раствора после смесителя поступает в реактор, где происходит доокисление этилмеркаптана и окисление высокомолекулярных

меркаптанов до дисульфидов, растворимые в нефти, а вода разбавляет циркулирующий раствор щелочи и катализатора. Далее нефть и раствор поступают в отстойник, где происходит отделение раствора от нефти. Нефть с отстойника поступает по трубопроводу в резервуарный парк.

Резервуарный парк, состоящий из 3 резервуаров РВС-1000, 2 резервуаров РВС- 5000 и 2 резервуаров РВС-10000 предназначен для приема, хранения и откачки подготовленной нефти.

Товарная нефть из резервуаров Т-101, 102, 103, 201, 202 поступает на прием бустерных центробежных насосов, откуда по напорному трубопроводу через сетчатые жидкостные фильтры, поступает на прием экспортных насосов, которыми нефть подается в экспортный нефтепровод «Жанажол-Кенкияк» для сдачи ее потребителю.

Товарная нефть из остальных резервуаров Т-21001А, 21001В поступает на прием бустерных насосов, откуда по напорному трубопроводу направляется на прием экспортных насосов ППН. Резервуар Т-103 в технологическом процессе предназначен для сбора некондиционной нефти.

Производительность ЦПНиГ месторождения Алибекмола по нефти составляет 2000,0 тыс тонн\год. В рамках данного проектного документа максимальная добыча нефти ожидается в 2043 году в обьеме 525,210 тыс. тонн\год. Производительность ЦПНиГ позвляет достичь прогнозных показателей по жидкости с большим запасом.

Технологические потери нефти и газа

В 2026 году был составлен и утвержден документ «Комплексные работы по разработке нормативов технологических потерь при сборе, транспортировке, подготовке и хранении углеводородовна месторождении Алибекмола.

Технологические потери нефти являются безвозвратными и связаны с проектами обустройства месторождений, обусловлены технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемой нефти. Учету подлежат технологические потери, образующиеся на объектах промыслового сбора, транспортировки, подготовки и хранения нефти при нормальной эксплуатации аппаратов, установок и оборудования в межремонтный период.

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Алибекмола составляет -0,4468966 %, по газу – 0,08208%, куда входят:

По нефти:

- потери через уплотнения оборудования;
- потери от уноса со сточной водой;
- потери от испарения при подготовке нефти;

- потери от испарения при хранении нефти;
- потери от испарения при транспортировке нефти

По газу:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов;
- потери от уплотнения компрессора;
- потери при отборе проб.

В проектный период 2026-2044 годы ожидается ввод из бурения добывающих скважин.

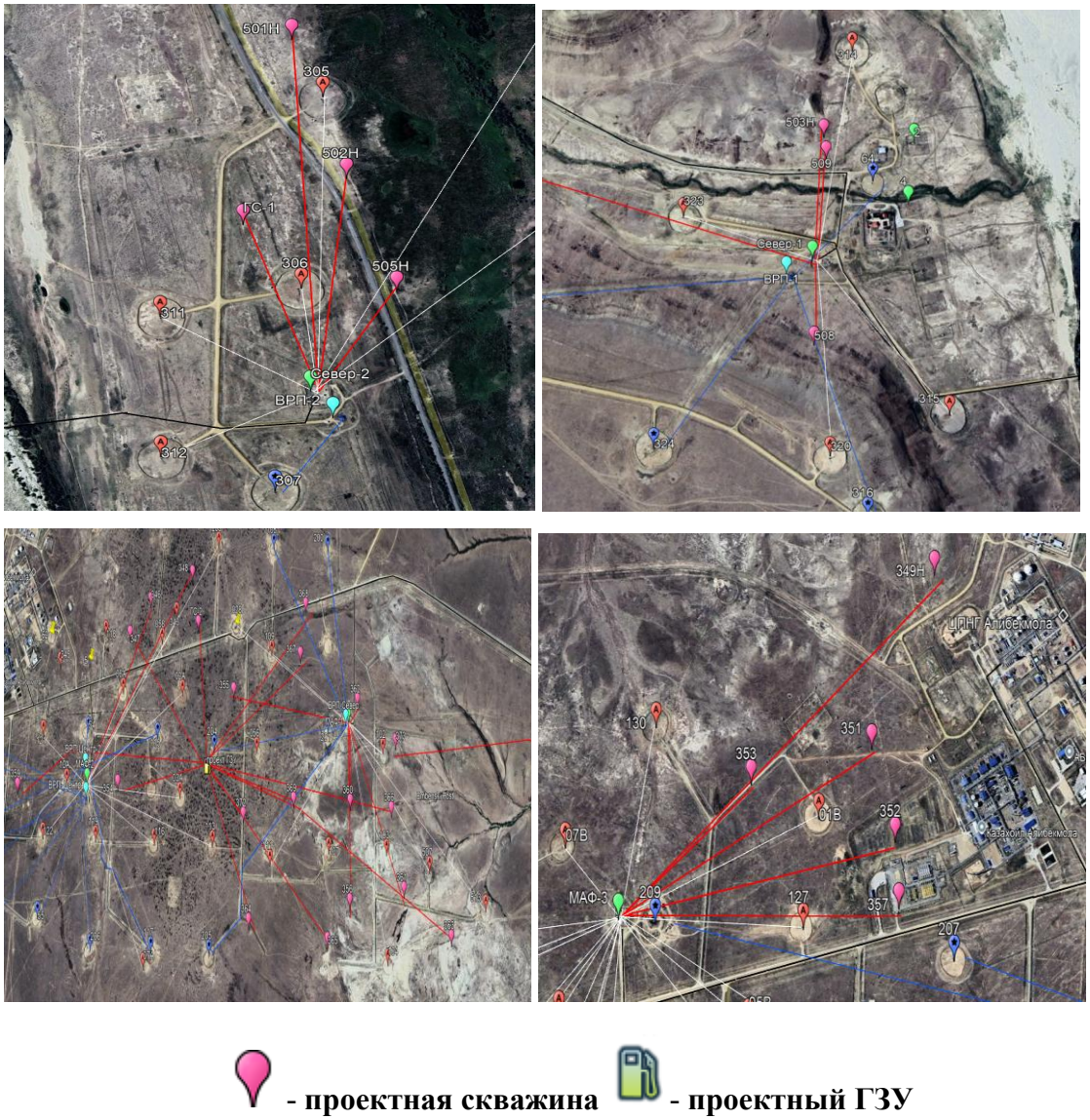
Таблица 6.3.1 – Результаты расчетов трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Алибекмола

№№	№ скважины	Год	№АГЗУ	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	351	2026	МАФ-3	108х8	1065	Сталь 20
2	346	2026	МАФ-2	108х8	1220	Сталь 20
3	352	2027	МАФ-3	108х8	1060	Сталь 20
4	508	2027	Север-1	108х8	550	Сталь 20
5	ГС-1	2027	МАФ-2	108х8	450	Сталь 20
6	501Н	2028	Север-2	108х8	900	Сталь 20
7	502Н	2028	Север-2	108х8	550	Сталь 20
8	505Н	2029	Север-2	108х8	290	Сталь 20
9	503Н	2030	Север-1	108х8	370	Сталь 20
10	356	2031	МАФ-1	108х8	1100	Сталь 20
11	ГС-2	2032	Проектный ГЗУ	108х8	820	Сталь 20
12	348	2033	Проектный ГЗУ	108х8	1130	Сталь 20
13	353	2033	МАФ-3	108х8	620	Сталь 20
14	354	2034	Проектный ГЗУ	108х8	870	Сталь 20
15	355	2034	МАФ-1	108х8	1230	Сталь 20
16	347	2035	Проектный ГЗУ	108х8	1065	Сталь 20
17	357	2036	МАФ-3	108х8	1060	Сталь 20
18	349Н	2037	МАФ-3	108х8	1590	Сталь 20
19	359	2038	Проектный ГЗУ	108х8	1950	Сталь 20
20	360	2038	МАФ-1	108х8	510	Сталь 20
21	361	2039	МАФ-1	108х8	550	Сталь 20
22	509	2039	Север-1	108х8	310	Сталь 20
23	362	2040	МАФ-1	108х8	126	Сталь 20
24	363	2040	Проектный ГЗУ	108х8	2800	Сталь 20
25	365	2041		108х8	1680	Сталь 20
26	364	2041		108х8	1090	Сталь 20
27	366	2042		108х8	1970	Сталь 20
28	367	2042		108х8	1235	Сталь 20
29	368	2043		108х8	1470	Сталь 20
30	369	2043		108х8	960	Сталь 20
31	372	2044		108х8	488	Сталь 20
32	373	2044		108х8	3840	Сталь 20

Рекомендуется подземная прокладка выкидных трубопроводов, ниже глубины

промерзания грунта. Выкидные трубопроводы проектных добывающих скважин будет подключаться к существующей АГЗУ Север-1, АГЗУ Север-2, МАФ-1,2,3 и проектной ГЗУ.

Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Алибекмола представлена приведена на рис 6.3.4.



- проектная скважина **- проектный ГЗУ**

Рисунок 6.3.4 – Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Алибекмола

.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Выполнение мероприятий по утилизации газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Согласно статье 147 Кодекса РК от 27.12.17 год №125-VI ЗРК «Закона о недрах и недропользовании...» Недропользователь в целых рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязан разработать Программу развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа предусматривает на ближайшие годы реализацию новых проектных решений по развитию мощностей по добыче, системе сбора и транспортировки товарной продукции.

Выполнение мероприятий по утилизации газа

Утилизация газа на месторождении Алибекмола осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахойл Актобе» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг (Протокол №11/2 от 25.07.25 г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2026-31.12.2026гг. составляет V_V-18,5826 млн. м^3, в том числе по категории V_6 – 0,609 млн м^3, по категории V_7 –3,7482 млн м^3, по категории V_8 –14,2254 млн м^3 и V_9 –0,0 млн м^3, при добыче газа 249,471млн м^3 (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ26VPC00027145от 25.08.2025г).

В рамках данной Программы, сырой газ месторождения Алибекмола используется на V_V технологическое сжигание газа, а также большая его часть направляется на ЦПиПГ, для дальнейшей подготовки.

В настоящее время утилизация и переработка газа месторождения Алибекмола осуществляются на «ЦПиПГ Алибекмола».

Схема подачи попутного газа месторождений отдельных недропользователей Актюбинской области, в т.ч. ТОО «Казахойл Актобе» изображена на рис. 6.4.1.

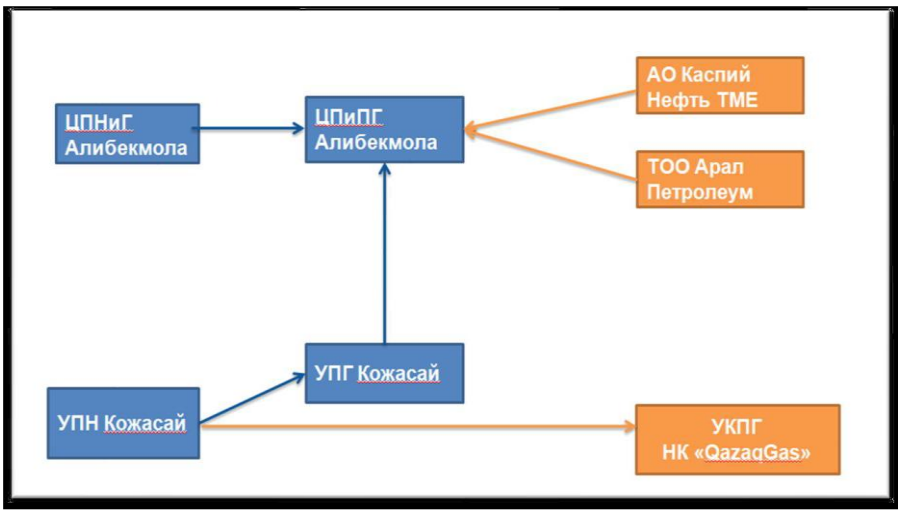


Рисунок 6.4.1 – Схема подачи попутного газа месторождений отдельных недропользователей Актюбинской области

В целях обеспечения экологической безопасности, минимизации объема сжигания углеводородного газа и рационального и комплексного использования попутного газа включая его переработку, ТОО «Казахойл Актобе» эксплуатирует газовый комплекс, включающий:

- «УПГ Кожасай» - установка подготовки газа производительностью 240 млн м^3/год - осушка газа с дальнейшей транспортировкой на «УКПГ Алибекмола»;
- «ЦПиПГ Алибекмола» - цех подготовки и переработки газа производительностью 420 млн м^3/год и газопроводы от УПГ Кожасай до ЦПиПГ Алибекмола протяженностью 61,121 км и от ЦПиПГ Алибекмола с подключением в магистральный газопровод протяженностью 8,0 км.

Учитывая наличие сероводорода в добываемом газе месторождений Алибекмола и Кожасай, предусмотрена единая производственная мощность по подготовке газа в соответствии с ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения» − цех подготовки и переработки газа (ЦПиПГ) на месторождении Алибекмола.

Попутный газ в ЦПиПГ проходит комплексную подготовку, включающую аминовую и щелочную очистку, низкотемпературную конденсацию, компримирование товарного газа, фракционирование ШФЛУ, деэтанизацию и дебутанизацию, производства серы (Клаус-процесс).

На вход ЦПиПГ попутный газ поступает с м. Алибекмола тремя потоками от сепараторов нефти I, II и III ступеней давлением ~0,6, 0,15 и 0,03 МПа и температурой ~30, 25 и 22°С, без предварительной подготовки, с практически 100% относительной влажностью и попутный газ месторождения Кожасай, который, учитывая удаленность месторождения (80 км), перед подачей в промысловый газопровод «Кожасай-ЦПиПГ Алибекмола» (~0,8

МПа; ~12 °С) проходит предварительную подготовку (осушку от влаги).

Перечень выпускаемой продукции «ЦПиПГ Алибекмола»:

1. Сухой отбензиненный газ (СОГ) по СТ РК 1666-2007 - Подготовленный на ЦПиПГ товарный газ транспортируется по газопроводу до магистрального газопровода «Жанажол – КС-13».

2. Смесь пропан - бутановая техническая (СПБТ) по СТ РК 1663-2007 - Рынки сбыта – внутренний и внешний рынок.

3. Конденсат газовый стабильный (КГС) по СТ РК 2188-2012 - Конденсат стабильный газовый – добавляется для реализации в товарную нефть.

4. Сера техническая гранулированная по ГОСТ-127.1-93. Предполагаемые рынки сбыта – внутренний и внешний рынок. Сера гранулированная пакетируется в мешки 50 кг и 1 тонн. биг-бэги.

Установка комплексной подготовки газа обеспечивает переработку попутного нефтяного газа и позволяет получать товарный газ, пропан-бутановую смесь, газовый конденсат и гранулированную серу.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и утилизации газа по месторождению Алибекмола на 2026-2035 г. по 1 варианту разработки

№ пп	Месторождение, объект	Общее кол-во	Кол-во в работе	Расход газа. м3/час	Кол-во часов в работе в сутки	Кол-во часов в год	Эксплуатация (кол-во дней за отчетн период)	Годы										
								2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	**Добыча газа, млн.м^3**							248,503	296,440	337,822	368,795	397,055	416,375	443,072	482,108	508,274	532,065	561,867
2	**тех.потери газа, млн м^3**							**0,204**	**0,243**	**0,277**	**0,303**	**0,326**	**0,342**	**0,364**	**0,396**	**0,417**	**0,437**	**0,461**
3	**V_V**							***18,097***	***19,334***	***12,371***	***12,724***	***13,371***	***13,651***	***14,763***	***15,688***	***16,211***	***16,629***	*16,758*
4	**V_7**							***3,7482***	***3,7482***	***3,8263***	***3,7482***	***3,7482***	***3,7482***	***3,8263***	***3,7482***	***3,7482***	***3,7482***	***3,8263***
4.1.	Дежурные горелки ЦПНиГ, млн. м^3			*16*	*24*		*365*	*0,140*	*0,140*	*0,141*	*0,140*	*0,140*	*0,140*	*0,141*	*0,140*	*0,140*	*0,140*	*0,141*
4.2	Продувка факельной системы ЦПНиГ, млн. м^3			*50*	*24*		*365*	*0,438*	*0,438*	*0,439*	*0,438*	*0,438*	*0,438*	*0,439*	*0,438*	*0,438*	*0,438*	*0,439*
4.3	Дежурные горелки ЦПиПГ, млн. М3			*21,6*	*24*		*359*	*0,186*	*0,186*	*0,190*	*0,186*	*0,186*	*0,186*	*0,190*	*0,186*	*0,186*	*0,186*	*0,190*
4.4	Продувка факельной системы ЦПиПГ, млн. м^3			*48*	*24*		*359*	*0,414*	*0,414*	*0,422*	*0,414*	*0,414*	*0,414*	*0,422*	*0,414*	*0,414*	*0,414*	*0,422*
4.5	Экспанзерный газ, млн. м^3			*300*	*24*		*357*	*2,570*	*2,570*	*2,635*	*2,570*	*2,570*	*2,570*	*2,635*	*2,570*	*2,570*	*2,570*	*2,635*
5	**При пуско-наладке оболрудования, V_6**							***0,427178***	***0,592833***	***0,545904***	***0,272889***	***0,297110***	***0,200565***	***0,674143***	***0,803619***	***0,763202***	***0,659600***	***0,650361***
5.1	Сжигание при освоении новых скважин, млн. м^3							*0,427178*	*0,592833*	*0,545904*	*0,272889*	*0,297110*	*0,200565*	*0,674143*	*0,803619*	*0,763202*	*0,659600*	*0,650361*
6	**Объем технологически неизбежного сжигания газа при ремонтных работах (ППР) технологического оборудования (V_8)**, млн. м^3							***13,921***	***14,993***	***7,998***	***8,703***	***9,326***	***9,702***	***10,263***	***11,136***	***11,699***	***12,221***	***12,281***
6.1	**Объем сжигаемого газа при выводе скважин в режим после КРС**, млн. м^3							*0,038779*	*0,059878*	*0,066332*	*0,071502*	*0,075196*	*0,028168*	*0,029999*	*0,021351*	*0,011041*	*0,011443*	
6.2	**Объем сжигаемого газа при капитальном ремонте месторождения Алибекмола (ЦПНиГ, ЦПиПГ), V_8**, млн. м^3							*5,447*	*6,497*	*7,384*	*8,083*	*8,703*	*9,126*	*9,685*	*10,567*	*11,140*	*11,662*	*12,281*
6.3	**ППР компрессоров товарного газа**, млн. м^3		*1*	*17000*	*464*			*7,888*	*7,888*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	**ТО и продувка и опорожнения оборудования при ППР УПГ, ЦПиПГ (УКПГ)** , млн. м^3							***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***
7	**Поступление на ЦПиПГ Алибекмола**, млн. м^3							***230,202***	***276,862***	***325,174***	***355,768***	***383,358***	***402,383***	***427,945***	***466,025***	***491,646***	***514,999***	*544,648*
8	**излишки газа**, млн. м^3													***27,945***	***66,025***	***91,646***	***114,999***	***144,648***
	выход товарной продукции																	
9	На собственные нужды месторождения, млн. м^3							*54,165*	*54,165*	*54,316*	*54,165*	*54,165*	*54,165*	*54,316*	*54,165*	*54,165*	*54,165*	*54,316*
9.1	На отдувку колонны К-101, млн м^3			*1200*	*24*		*357/358*	*10,282*	*10,282*	*10,310*	*10,282*	*10,282*	*10,282*	*10,310*	*10,282*	*10,282*	*10,282*	*10,310*
9.2	в магистральный газопровод, млн. м^3							*162,796*	*206,773*	*252,154*	*281,140*	*307,143*	*325,074*	*349,014*	*385,055*	*409,202*	*431,213*	*465,913*
9.3	СПБТ, тыс. т							*16,667*	*20,046*	*23,544*	*25,759*	*27,757*	*29,134*	*30,985*	*33,742*	*35,597*	*37,288*	*39,435*
9.4	*СГБ, тыс. т*							*7,199*	*8,658*	*10,169*	*11,126*	*11,989*	*12,584*	*13,383*	*14,574*	*15,375*	*16,105*	*17,033*
9.5	Сера, тыс. т							*3,524*	*4,238*	*4,978*	*5,446*	*5,869*	*6,160*	*6,551*	*7,134*	*7,526*	*7,884*	*8,338*

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и утилизации газа по месторождению Алибекмола на 2026-2035 г. по 2 варианту разработки (рекомендуемый)

№ пп	Месторождение, объект	Общее кол-во	Кол-во в работе	Расход газа. м3/час	Кол-во часов в работе в сутки	Кол-во часов в год	Эксплуатация (кол-во дней за отчетн период)	Годы 2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	**Добыча газа, млн м^3**							248,503	297,397	348,810	383,270	418,685	448,562	501,011	536,401	556,574	578,553
2	**Тех потери газа, млн м^3**							**0,204**	**0,244**	**0,286**	**0,315**	**0,344**	**0,368**	**0,411**	**0,440**	**0,457**	**0,475**
3	**V_V**							***18,097***	***19,355***	***12,611***	***13,041***	***13,847***	***14,358***	***16,030***	***16,879***	***17,270***	***17,316***
4	**V_7**						*7,2823*	***3,7482***	***3,748***	***3,826***	***3,748***	***3,748***	***3,748***	***3,826***	***3,748***	***3,748***	***3,748***
4.1	Дежурные горелки ЦПНиГ, **млн м^3**			*16*	*24*		*365*	*0,140*	*0,140*	*0,141*	*0,140*	*0,140*	*0,140*	*0,141*	*0,140*	*0,140*	*0,140*
4.2	Продувка факельной системы ЦПНиГ, **млн м^3**			*50*	*24*		*365*	*0,438*	*0,438*	*0,439*	*0,438*	*0,438*	*0,438*	*0,439*	*0,438*	*0,438*	*0,438*
4.3	Дежурные горелки ЦПиПГ, **млн м^3**			*21,6*	*24*		*359*	*0,186*	*0,186*	*0,190*	*0,186*	*0,186*	*0,186*	*0,190*	*0,186*	*0,186*	*0,186*
4.4	Продувка факельной системы ЦПиПГ, **млн м^3**			*48*	*24*		*359*	*0,414*	*0,414*	*0,422*	*0,414*	*0,414*	*0,414*	*0,422*	*0,414*	*0,414*	*0,414*
4.5	Экспанзерный газ, **млн м^3**			*300*	*24*		*357*	*2,570*	*2,570*	*2,635*	*2,570*	*2,570*	*2,570*	*2,635*	*2,570*	*2,570*	*2,570*
5	**При пуско-наладке оболрудования, V_6, млн м^3**							***0,427178***	***0,592833***	***0,545904***	***0,272889***	***0,297110***	***0,200565***	***0,674143***	***0,803619***	***0,763202***	***0,327717***
6	**Объем технологически неизбежного сжигания газа при ремонтных работах (ППР) технологического оборудования (V_8) , млн м^3**							***13,921***	***15,014***	***8,239***	***9,020***	***9,801***	***10,409***	***11,530***	***12,327***	***12,758***	***13,240***
6.1	**Объем сжигаемого газа при выводе скважин в режим после КРС, млн м^3**							*0,038779*	*0,059902*	*0,066687*	*0,071868*	*0,076746*	*0,029655*	*0,030957*	*0,021914*	*0,011202*	*0,011458*
6.2	**Объем сжигаемого газа при капитальном ремонте месторождения Алибекмола (ЦПНиГ, ЦПиПГ), V_8, млн м^3**							*5,447*	*6,518*	*7,624*	*8,400*	*9,177*	*9,831*	*10,951*	*11,757*	*12,199*	*12,681*
6.3	**Объем сжигаемого газа при ремонте компрессоров, млн м^3**		*1*	*17000*	*464*			*7,888*	*7,888*	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	**ТО и продувка и опорожнения оборудования при ППР УПГ, ЦПиПГ (УКПГ) , млн м^3**							***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***	***0,548***
7	**Поступление на ЦПиПГ Алибекмола, млн м^3**							***230,202***	***277,798***	***335,913***	***369,914***	***404,495***	***433,835***	***484,569***	***519,082***	***538,848***	***560,763***
8	**излишки газа, млн м^3**											***4,495***	***33,835***	***84,569***	***119,082***	***138,848***	***160,763***
выход товарной продукции																	
9	На собственные нужды месторождения, млн. м^3							*54,165*	*54,165*	*54,316*	*54,165*	*54,165*	*54,165*	*54,316*	*54,165*	*54,165*	*54,165*
9.1	На отдувку колонны К-101, млн м^3			*1200*	*24*		*357/358*	*10,282*	*10,282*	*10,310*	*10,282*	*10,282*	*10,282*	*10,310*	*10,282*	*10,282*	*10,282*
9.2	в магистральный газопровод, млн. м^3							*162,796*	*216,972*	*264,862*	*297,547*	*330,973*	*359,162*	*408,512*	*442,098*	*461,134*	*481,853*
9.3	СПБТ, тыс. т							*16,667*	*20,114*	*24,321*	*26,783*	*29,287*	*31,411*	*35,085*	*37,583*	*39,015*	*40,601*
9.4	*СГБ, тыс. т*							*7,199*	*8,687*	*10,505*	*11,568*	*12,650*	*13,567*	*15,154*	*16,233*	*16,851*	*17,537*
9.5	Сера, тыс. т							*3,524*	*4,253*	*5,142*	*5,663*	*6,192*	*6,641*	*7,418*	*7,946*	*8,249*	*8,585*

Согласно проектным показателям, наблюдается увеличение добычи газа по месторождению Алибекмола. В связи чем возникает необходимость предусмотреть мероприятие по утилизацию избыточных объемов газа.

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

На месторождении Алибекмола с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта, используется система ППД. Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления. В качестве основного источника водоснабжения для ППД на месторождении используются попутно добываемая пластовая вода самого месторождения и вода, добываемая с водозаборных скважин (альбсеноманская вода).

В качестве рабочего агента системы ППД на месторождении используются попутно добываемая пластовая вода, техническая (альбсеноманская) вода, добываемая с водозаборных скважин, техническая вода от процесса обессоливания нефти (с минерализацией 2000 мг/дм^3 и более), техническая вода (концентрат) от обратноосмотической системы очистки альбсеноманской воды.

Система ППД включает в себя высоконапорные водоводы от высоконапорных насосов до нагнетательных скважин:

– высоконапорный коллектор до распределительной гребёнки нагнетательного манифольда;

– высоконапорные водоводы от распределительной гребёнки нагнетательного манифольда до распределительных гребёнок манифольдов водораспределительных пунктов (ВРП) "Север", "Север-1", "Север-2", "Центр", "Центр-2" и "Юг";

– высоконапорные водоводы от распределительных гребёнок манифольдов Северного, Центрального и Южного ВРП до нагнетательных скважин.

По состоянию на 01.01.2026 год фонд нагнетательных скважин составляет 29 единиц. Из них действующий фонд составляет 24 скважин, 5 скважины в бездействующем фонде. Закачка проводится в горизонт КТ-I и КТ-II.

В таблице 6.5.1 представлены характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Алибекмола.

Таблица 6.5.1 – Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин Алибекмола

№ ВРП	№ скважины	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м	Материальное исполнение трубопровода
ВРП-Север-1	316	114х14	727	Сталь 20
	064	114х14	470	Сталь 20
	324	114х14	660	Сталь 20
	327	114х14	927	Сталь 20
ВРП-Север 2	307	114х14	229	Сталь 20
ВРП-Север	108	114х10	1304	Сталь 20
	200	114х10	1050	Сталь 20
	201	114х10	247	Сталь 20
	204	114х10	1540	Сталь 20
	205	114х10	2052	Сталь 20
ВРП-Центр	052	114х10	2306	Сталь 20
	114	114х14	1820	Сталь 20
	206	114х10	1020	Сталь 20
	207	114х10	1205	Сталь 20
	055	114х10	875	Сталь 20
	208	114х10	1665	Сталь 20
	209	114х10	2579	Сталь 20
	УПЗ-206	114х10	1665	Сталь 20
	УПЗ-055	114х14	45	Сталь 20
ВРП-Центр 2	054	114х10	275	Сталь 20
	053	114х14	1520	Сталь 20
	115	89х10	1251	Сталь 20
	117	114х14	1332	Сталь 20
	129	114х14	2113	Сталь 20
ВРП-Юг	210	114х14	2430	Сталь 20
	211	108х8	1535	Сталь 20
	213	114х14	308	Сталь 20
	215	114х14	955	Сталь 20
	143	114х14	1532	Сталь 20
	010	114х14	1539	Сталь 20
	139	114х14	1758	Сталь 20

Согласно таблице, по материальному исполнению трубопроводы нагнетательных скважин являются стальными.

Вода с водозаборных скважин поступает в водосборный резервуар и далее на закачку через блочную кустовую насосную станцию (БКНС). Пластовая вода после отделения в цехе подготовки и перекачки нефти и газа (ЦППНиГ) проходит подготовку на установке подготовки пластовой воды (УППВ), откуда направляется в систему поддержания пластового давления (СППД) на БКНС. Установка подготовки пластовой воды (УППВ) предназначена для очистки пластовой воды от захваченной ею нефтяных и механических примесей, а также частичной дегазации с последующим использованием в процессе заводнения пластов.

УППВ на месторождении Алибекмола предназначен для очистки пластовой воды от захваченной ею нефтяных и механических примесей, а также частичной дегазации с последующим использованием в процессе заводнения пластов. Процесс водоподготовки

представляет собой ряд операций, проводимых над водой в различных технологических системах. Технический водозабор осуществляет скважинную добычу воды альбсеноманского горизонта. В цехе подготовки и перекачки нефти (ЦППН) происходит отделение воды от нефти. На установке подготовки пластовой воды (УППВ) пластовая вода доводится до кондиций, позволяющих закачать её в пласт. В системе поддержания пластового давления (СППД) происходит закачка технической подземной воды альбсеноманского горизонта и пластовой воды в пласт. Продукция водозаборных скважин поднимается посредством насосов типа «Grundfos SP95-19N» (производительностью 90 $м^3$/сут спущенных на глубину 75 м) поступает на ВРП. Далее, по низконапорному трубопроводу Ø426×10 мм и протяженностью 8505 м поступает в накопительные резервуары РВС № 1 и 2 (V-5000 $м^3$). Вода из накопительных резервуаров РВС № 1 и 2 под давлением налива поступает на прием бустерных насосов БКНС Н-02 (A, B, C, D), далее на прием высоконапорных насосов ЦНС 200/2100, ЦНС 90/2150 и ЦНС 90/2200 (2-ед). Насосный агрегат марки «Varco 300» предназначен для подачи пластовой воды из сепаратора С-1А в буферную емкость на скважину №55, №206 для последующей закачки в пласт. Для уменьшения коррозионных свойств артезианской воды и пластовой воды в трубопровод на ВРП-1 вводится ингибитор коррозии для ППД из блоков (2-ед) дозирования реагентов. Приём ингибитора коррозии для ППД в ёмкости хранения производится путём залива с автобойлера или закачкой из привозных бочек (по 200л) имеющимися шестерёнчатыми насосами.

На рисунке 6.5.1 отображена принципиальная технологическая схема системы ППД м/р Алибекмола.

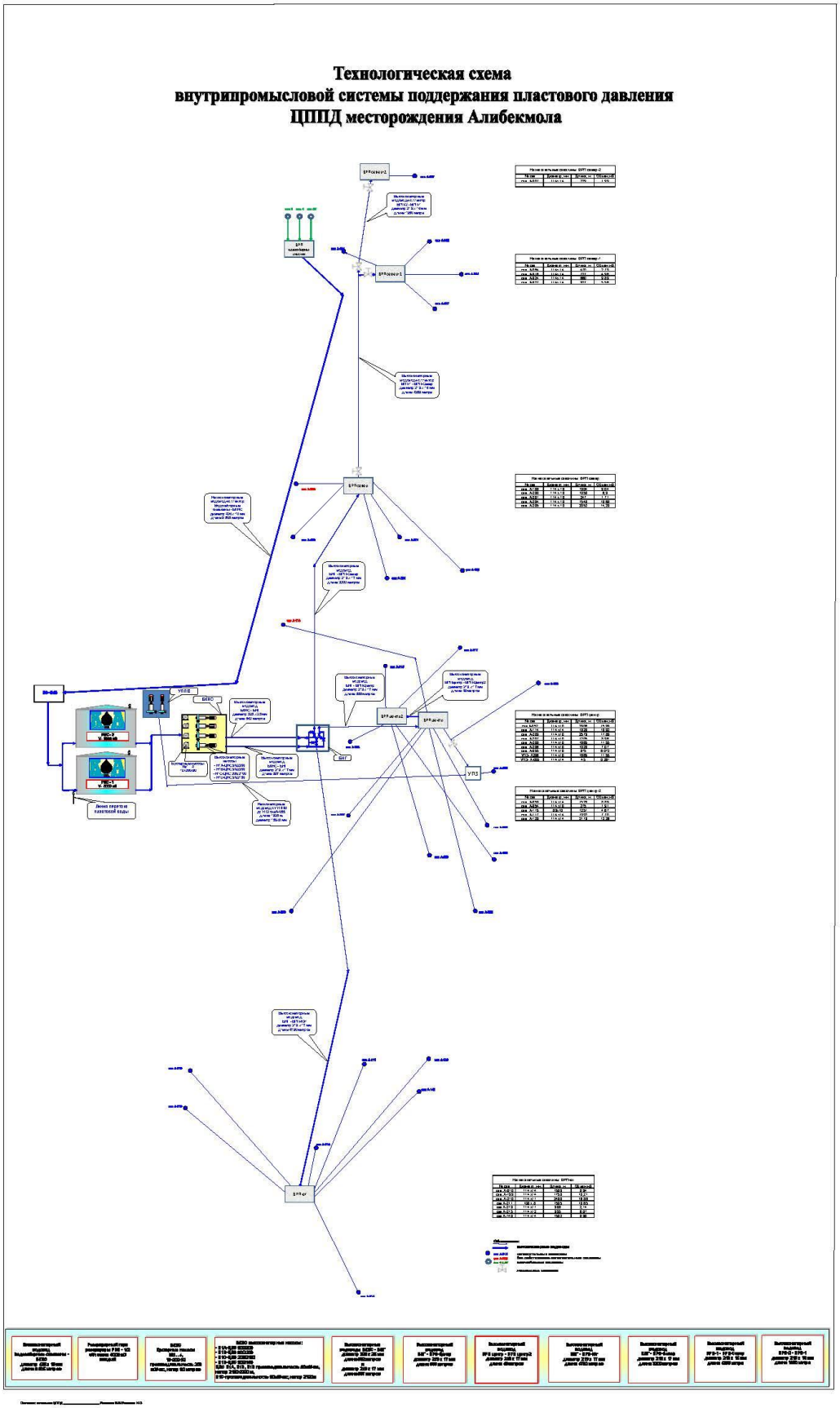


Рисунок 6.5.1 – Принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Алибекмола

В таблице 6.5.2 приведены техническая характеристика насосного оборудования

системы ППДместорождения Алибекмола

Таблица 6.5.2 – Технические характеристики насосного оборудования

Индекс по схеме, марка	Подача, $м^3$/час	Подача, $м^3$/сут	Подача, $м^3$/год	Напор, м
ЦНС 200/2100 1 -ед	200	4800	1752000	2100
ЦНС 90/2200 2 -ед	90	4320	1576800	2200
ЦНС 90-2150 1 -ед	90	2160	788400	2150

На прогнозный период. максимальная закачка воды ожидается в 2040г. в объеме 2117,641 тыс. $м^3$. Следовательно, существующая мощность системы ППД вполне способны обеспечить достижение прогнозных и проектных показателей.

Требования к качеству закачиваемой воды

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.

Показатели и нормы качества воды

1. Водородный показатель (pH).

Значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

Водородный показатель находится в пределах нормы.

2. Фильтрационная характеристика.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3. Совместимость с пластовой водой и породой.

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм;

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

Согласно данным, размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти должны быть не крупнее 5 мкм.

5. Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора

допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм^2	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	*нефти*
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Допустимое содержание механических примесей в воде – до 50 мг/л, нефтепродуктов – до 50 мг/л.

6. Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

Данные по содержанию кислорода в воде отсутствуют

7. Набухаемость пластовых глин.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

Исследования по содержанию СВБ в воде отсутствуют.

11. Содержание ионов трехвалентного железа.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Лабораторные исследования воды из пробы, отобранный с выхода БКНС. Результаты этих исследований приведены в таблице 6.5.4.

Таблица 6.5.4 – Лабораторные исследования воды, отобранный с выхода БКНС.

Плотность при 20°С,	pH	Содержание ионов, мг/дм^3							Общая минерализ	Общая жесткость,	Содержани е	Механичес кие	H_2S, мг/дм^3
		HCO 3-	S04 - 2	Cl-	Ca2 +	Mg2 +	Na+ + K+	$Fe^{++}+F^{+}$ $^{++}$					
1,01 5	7,4	658,8	548, 1	2482, 2	240, 5	218, 9	1265, 0	1,0	5464, 2	68,0	23,3	52,0	587, 9

Из таблицы 6.5.4 можно заметить высокое механических примесей и содержание нефтепродуктов (52,0 и 23,3 мг/дм^3). Водородный показатель (pH) находится в пределах нормы и составляет 7,4.

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3.

Ниже в Таблице 6.5.5 представлена проницаемость пористой среды коллектора объектов, куда производится закачка.

Таблица 6.5.5 – Проницаемость пористой среды коллектора

Объекты	Проницаемость, мкм^2
I	0,00377
II	0,00952

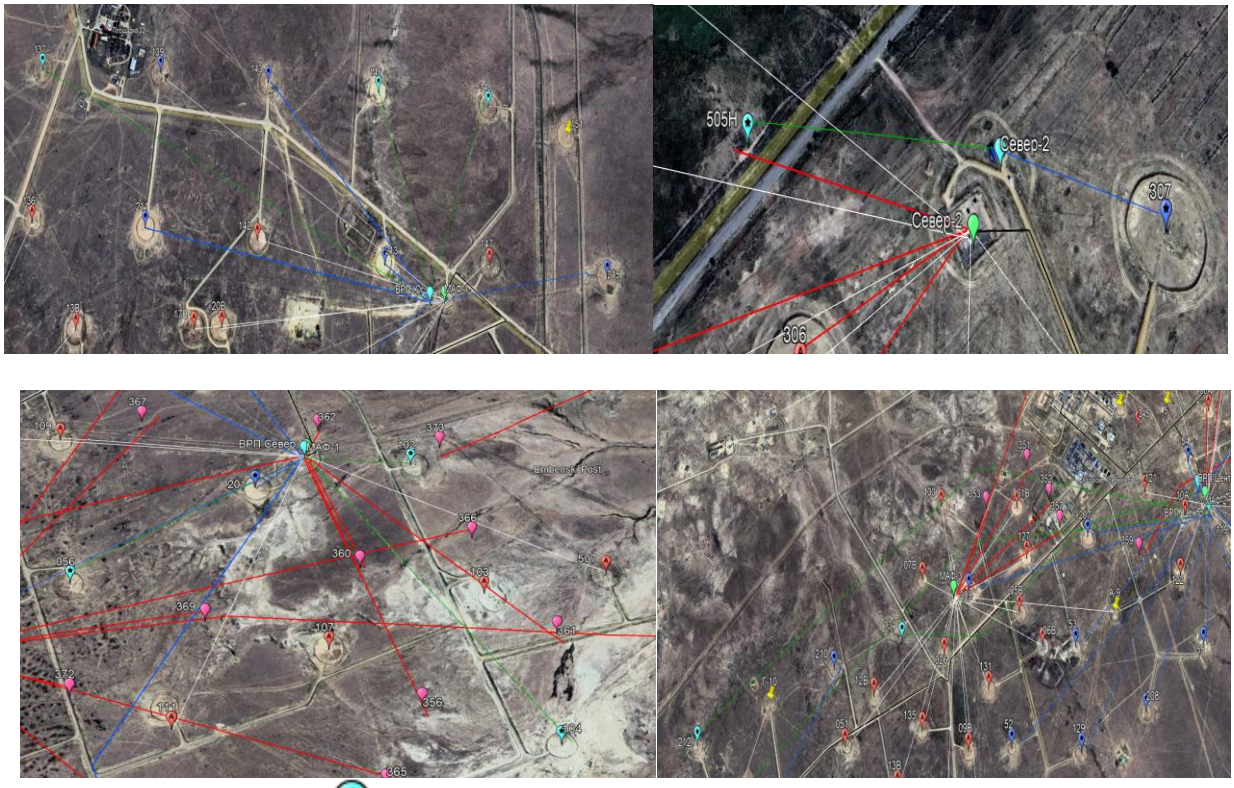
По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород по нагнетаемому объекту по I и II объекту составляет 0,00377 и 0,00952 мкм^2. Результат указанной исследования показывает, что содержание механических примесей превышает допустимое.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать. Содержание сероводорода составляет 587,9 мг/дм^3. Принимая во внимания таблицу 6.5.4 улучшить качество воды для заводнения нефтяных пластов.

В проектный период 2026-2035 годы ожидается ввод под нагнетания нижеследующих скважин. Прокладка нагнетательного трубопровода будут подключаться подземно к существуюшей ВРП.

Таблица 6.5.6 — Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Алибекмола

I№	№ ВРП	№ скв аж ин	Ввод	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	Юг	145	2026	114х10	850	Сталь 20
2	Юг	148	2027	114х10	806	Сталь 20
3	Юг	137	2027	114х10	2340	Сталь 20
4	Центр	27	2028	114х10	5440	Сталь 20
5	Центр	212	2028	114х10	4860	Сталь 20
6	Север	56	2029	114х10	970	Сталь 20
7	Север	102	2030	114х10	403	Сталь 20
8	Север	104	2031	114х10	1400	Сталь 20
9	Центр-2	134	2034	114х10	2903	Сталь 20
10	Север-2	505	2035	114х10	320	Сталь 20



- проектная нагнетательная скважина

Рисунок 6.5.2 – Принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Алибекмола

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Текст.

7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкции скважин и производству буровых работ

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового и цементного растворов должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

В рамках 1 базового варианта предусматривается бурение 30 вертикальных №№351, 346, 352, 508, 356, 348, 353, 354, 355, 347, 357, 359, 360, 361, 509, 362, 363, 365, 364, 366, 367, 368, 369, 372, 373, 504, 350, 358, 370, 374 однотипной конструкции , 2 горизонтальных №№ГС-1, ГС-2 и 5 наклонно-направленных скважин №№501Н, 502Н, 503Н, 505Н, 349Н.

По проекту в рамках рекомендуемого 2 варианта предусматривается бурение 25 вертикальных скважин однотипной конструкции №№351, 346, 352, 508, 356, 348, 353, 354, 355, 347, 357, 359, 360, 361, 509, 362, 363, 365, 364, 366, 367, 368, 369, 372, 373, 2 горизонтальных №№ГС-1, ГС-2 и 5 наклонно-направленных скважин №№501Н, 502Н, 503Н, 505Н, 349Н.

В рамках проекта предусмотрено бурение 2 вертикальных оценочных скважин в зоне с запасами C_2, №№ОС-1 и ОС-2 в 2028г и 2029г соответственно, с проектной глубиной 3600м, конструкция которых является однотипной по аналогии с проектными вертикальными эксплуатационными скважинами. Освоение оценочных скважин планируется в течении 90 календарных дней, в течении которых по скважине №ОС-1 в период 01.06.2028-04.09.2028гг будет отобрано 3,1 тыс.т нефти, 4,0 тыс.т жидкости и 3,9 млн.м^3 газа, по скважине №ОС-2 в период 01.06.2029-04.09.2029гг будет отобрано 3,0 тыс.т нефти, 3,8 тыс.т жидкости, а также 3,8 млн.м^3 газа.

Также предусматривается бурение резервных вертикальных скважин глубиной 3600м в количестве 10 единиц №№401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410,. Конструкция резервных скважин является однотипной по аналогии с проектными вертикальными эксплуатационными скважинами.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в

первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колон и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция для вертикальных, наклонно- направленных и горизонтальных скважин на месторождении Алибекмола:

В рамках «Дополнения №2 к проекту разработки месторождения Алибекмола» эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

В таблице 7.1.1 представлена рекомендуемая проектная конструкция для вертикальных скважин с учетом геологического разреза.

1. **Направление ∅ 508мм** забивается на глубину 40м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

2. **Кондуктор ∅ 339,7мм** спускается на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.

3. **Техническая колонна ∅ 244,5мм** спускается на глубину 2000м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпающимися породами.

4. **Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм спускается** на проектную глубину 3600м (по вертикали) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.

Проектная конструкция вертикальных скважин (таблица 7.1.1)

Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция вертикальных скважин

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	650	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2000	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3600	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: *в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.*

Для строительства наклонно-направленных скважин предусматривается следующая конструкция:

1. Направление ∅ 508мм забивается на глубину 40м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

2. Кондуктор ∅ 339,7мм спускается на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.

3. Техническая колонна ∅ 244,5мм спускается на глубину 2000м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпающимися породами.

4. Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм спускается на проектную глубину 3600м (по вертикали) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.

Проектная конструкция наклонно - направленных скважин (таблица 7.1.2)

Таблица 7.1.2 – Проектная конструкция наклонно - направленных скважин

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	650	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2000	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3600/3990	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин. Остальные наклонно-направленные скважины аналогичной конструкции, более корректно будет при составлении технического проекта.

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ								
Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	0,00	0,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
НК	2950,00	0,00	128,61	2950,00	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
Конец набора	3169,36	55,57	128,61	3136,55	S 61,33	E 76,82	7,60	98,30
Конец стабилизации	3213,06	55,57	128,61	3161,25	S 83,82	E 104,98	0,00	134,34
ЦЕЛЬ W #1- T1	3217,99	56,82	128,77	3164,00	S 86,38	E 108,18	7,60	138,44
Глубина и цель W #1- T2	4014,57	56,82	128,77	3600,00	S 503,81	E 627,99	0,00	805,11

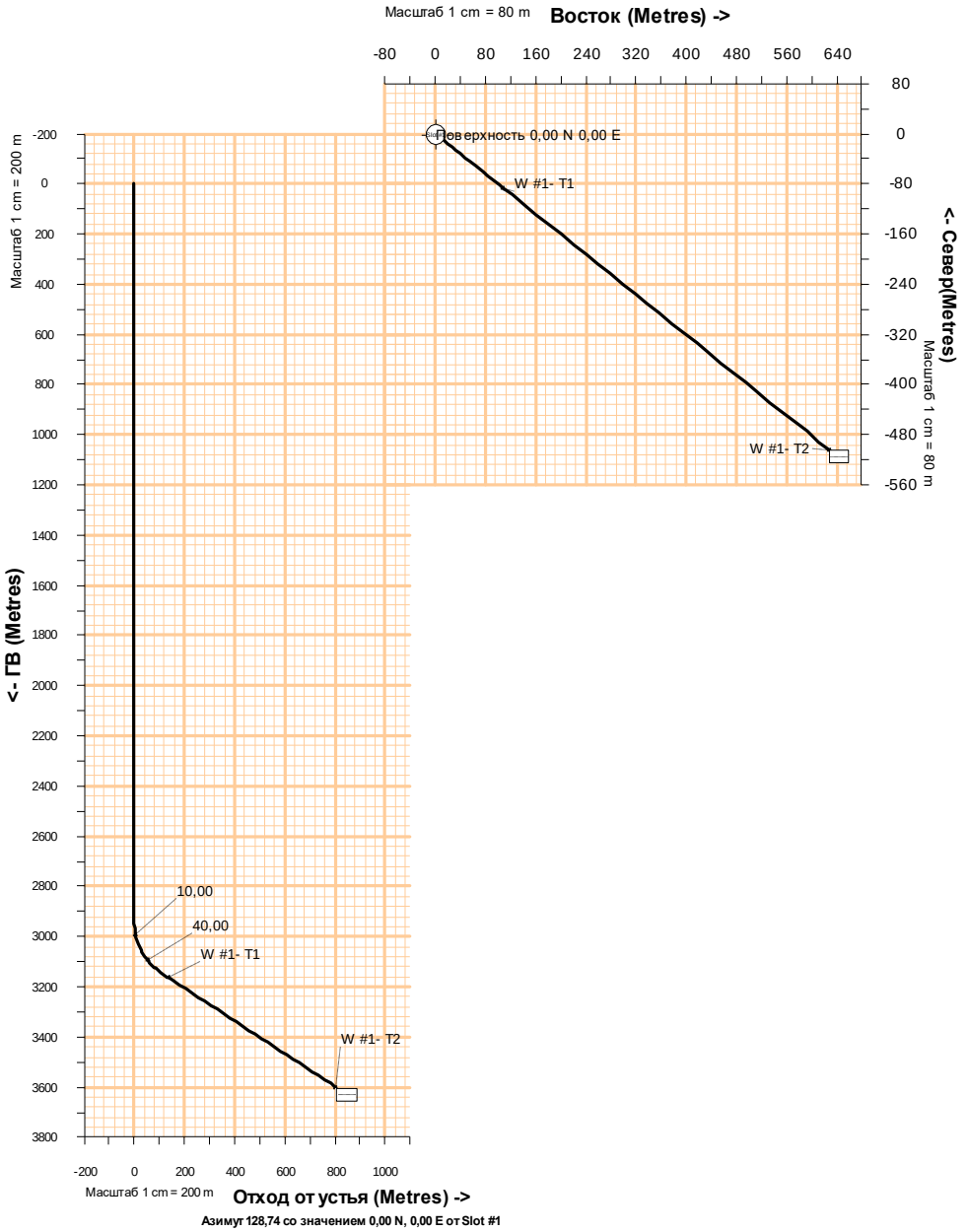


Рисунок 7.1.1 – Профиль наклонно-направленной скважины

Для строительства горизонтального ствола скважины №ГС-1 предусматривается следующая конструкция:

1. **Направление ∅ 508мм** забивается на глубину 40 м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

2. **Кондуктор ∅ 339,7мм спускается** на глубину 650м (по вертикали) и

цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.

3. **Техническая колонна ∅ 244,5мм** спускается на глубину 2330м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпающимися породами.

4. **Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм** спускается на проектную глубину 3294м/3390м (по вертикали /по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.

5. **Хвостовик Ø 114,3мм** спускается на глубину в интервале 3194/3200м-3400/3960м (по вертикали /по стволу). Не цементируется.

В таблице 7.1.3 представлена рекомендуемая проектная конструкция горизонтальной скважины ГС-1 с учетом геологического разреза.

Таблица 7.1.3 – Проектная конструкция горизонтальных скважины ГС-1

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	485	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2330	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3294/3390	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
5	Хвостовик	152,4	114,3	3194/3400	Не цементируется	-

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.*

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ								
Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	0,00	0,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
НК	3105,29	0,00	275,23	3105,29	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
Конец набора	3366,85	79,40	275,23	3290,81	N 14,05	W 153,39	9,11	153,62
ЦЕЛЬ W #1- T1	3384,20	79,40	280,59	3294,00	N 16,40	W 170,27	9,11	170,66
Глубина и цель W #1- T2	3960,28	79,40	280,59	3400,00	N 120,48	W 726,87	0,00	736,79

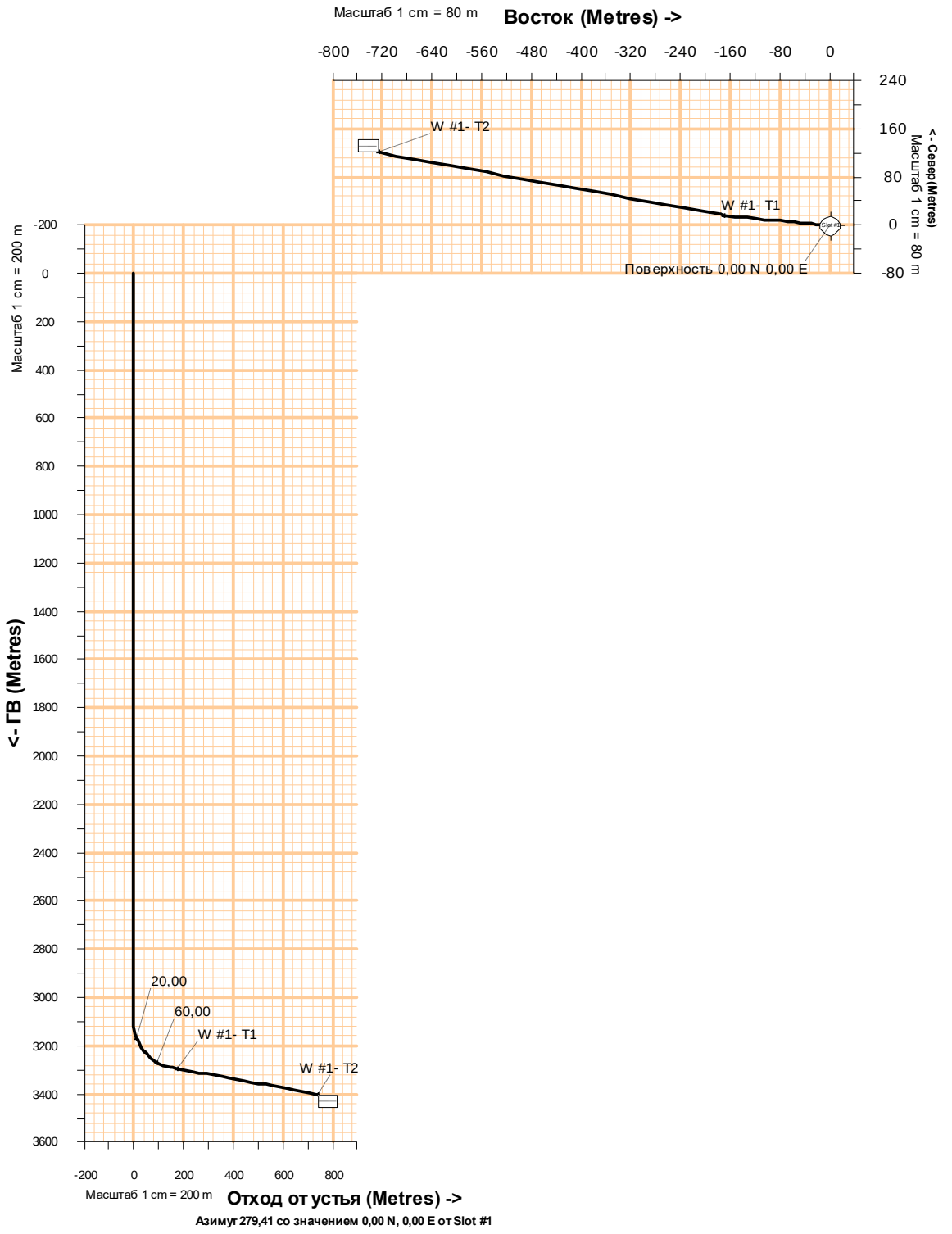


Рисунок 7.1.2 – Профиль горизонтальной скважины ГС-1

Для строительства горизонтального ствола скважины №ГС-2 предусматривается следующая конструкция:

1. **Направление ∅ 508мм** забивается на глубину 40 м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной

системе.

2. **Кондуктор ∅ 339,7мм спускается** на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
3. **Техническая колонна ∅ 244,5мм** спускается на глубину 2000м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпающимися породами.
4. **Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм** спускается на проектную глубину 3045/3060м (по вертикали /по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.
5. **Хвостовик Ø 114,3мм** спускается на глубину в интервале 2960 - 3400/3690м (по вертикали /по стволу). Не цементируется.

В таблице 7.1.4 представлена рекомендуемая проектная конструкция горизонтальной скважины ГС-2 с учетом геологического разреза.

Таблица 7.1.4 – Проектная конструкция горизонтальной скважины ГС-2

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	700	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2000	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3060	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
5	Хвостовик	152,4	114,3	2960/3400	Не цементируется	-

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.*

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ

Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	0,00	0,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
НК	2972,21	0,00	29,28	2972,21	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
Конец набора	2973,44	0,85	29,28	2973,44	N 0,01	E 0,00	20,66	0,00
ЦЕЛЬ W #1- T1	3056,01	57,02	109,29	3043,00	S 11,90	E 35,99	20,66	37,90
Глубина и цель W #1- T2	3711,79	57,02	109,29	3400,00	S 193,66	E 555,19	0,00	588,00

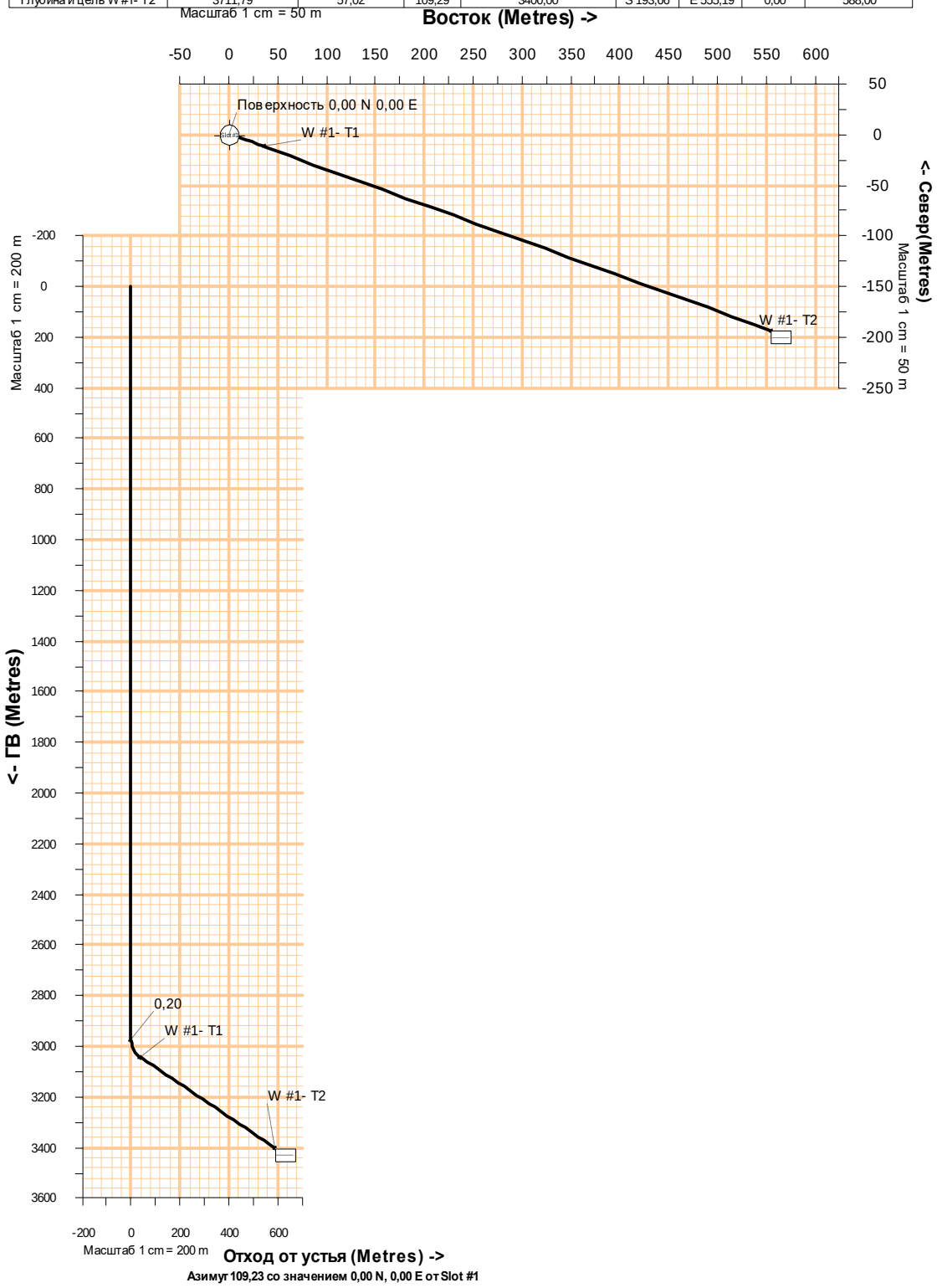


Рисунок 7.1.3 – Профиль горизонтальной скважины ГС-2

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости

Одним из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении Алибекмола являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении юрских, триасовых и пермских горизонтов. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко и илоотделители, центрифуги, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;
2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;
3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Требования к выбору буровой установки

Буровую установку следует выбирать в соответствии с горно-геологическими, технико-технологическими условиями бурения.

В соответствии с фактическими конструкциями и достигнутыми технико-экономическими показателями, бурение скважин на месторождении рекомендуется вести буровой установкой с грузоподъемностью не менее 450 т, мощностью 1200 кВт. Рекомендуется применение модульных буровых установок с повышенной монтаже-способностью и высокой транспортабельностью. Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 3600 (±100) м и до 4000м для

горизонтальных скважин. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении более полно отвечает буровая установка ZJ-50 или ZJ-70 для горизонтальных скважин, или аналоги. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора. Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Продолжительность бурения скважин

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.2. Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР.

Таблица 7.1.5 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин с проектной глубиной 3600м.

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	*2*	*3*
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	94,7
3	Освоение объектов в колонне	42,1
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	**157,8**

Примечание: *расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.*

Таблица 7.1.6 – Расчет продолжительности бурения для наклонно-направленных скважин с проектной глубиной 3600/3990м. (по вертикали/по стволу)

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	*2*	*3*
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	104,5
3	Освоение объектов в колонне	42,1
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	**170,6**

Примечание: *расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.*

Таблица 7.1.7 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины ГС-1 с проектной глубиной 3400/3960м (по вертикали/по стволу)

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	*2*	*3*
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	105,24
3	Освоение объектов в колонне	55,5
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	**184,74**

Примечание: расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.

Таблица 7.1.8 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины ГС-2 с проектной глубиной 3400/3690м. (по вертикали/по стволу)

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	*2*	*3*
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	96,54
3	Освоение объектов в колонне	55,8
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	**176,34**

Примечание: расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.

Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Цементирование обсадных колонн следует проводить в соответствии с горно-геологическими условиями бурения и конструкцией скважины. Нижеперечисленные действующие процедуры и методики при подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

4. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;

5. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;

6. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при наличии пропластков низкими градиентами гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода.

Требования к качеству тампонажного раствора должны быть особенно высокими. Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПЦТ-1-G-СС-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96). Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластов;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,4 м) и диаметра (12-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей ПОПБ. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов, в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения, следует вскрывать не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от кровли, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы. При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

8.1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по объектам и по месторождению в целом по рекомендуемому 2 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.4.

Таблица 8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2 рекомендуемый

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	191,2	219,6	256,8	279,4	303,8	325,5	362,1	387,3	402,2	420,5	436,0	450,8	469,0	491,3	508,4	523,4	524,1
2	в том числе: из переходящих скважин	180,3	210,8	248,9	275,5	288,8	289,1	336,6	366,7	380,8	407,1	415,3	429,8	439,4	464,9	484,9	502,5	516,4
3	из новых скважин	10,9	8,9	7,9	3,9	15,0	36,4	25,6	20,6	21,3	13,4	20,7	21,0	29,6	26,4	23,5	20,9	7,6
4	механизированным способом	168,8	189,7	214,7	238,3	256,7	275,8	300,5	315,9	316,3	326,9	332,9	342,9	343,4	355,3	356,4	363,4	353,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	3	3	1	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	2	3	2	1	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	35,5	32,1	43,2	42,3	44,8	20,4	46,7	56,4	53,2	45,7	31,6	30,3	50,7	45,1	40,3	35,8	34,9
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	153	92	61	92	334	1785	548	183	201	292	657	694	292	292	292	292	110
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	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
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	360,0	370,8	378,0	381,6	385,2	388,8	392,4	399,6	406,8	410,4	414,0	417,6	424,8	432,0	439,2	446,4	453,6
14	в том числе: эксплуатационные скважины	360,0	370,8	378,0	381,6	385,2	388,8	392,4	399,6	406,8	410,4	414,0	417,6	424,8	432,0	439,2	446,4	453,6
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	657,0	985,5	985,5	328,5	328,5	328,5	328,5	657,0	657,0	328,5	328,5	328,5	657,0	657,0	657,0	657,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	23,3	31,7	42,5	13,9	14,7	6,7	15,4	37,1	34,9	15,0	10,4	10,0	33,3	29,6	26,5	23,5
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	175,9	180,3	210,8	248,9	275,5	288,8	289,1	336,6	366,7	380,8	407,1	415,3	429,8	439,4	464,9	484,9	502,5
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	175,9	203,7	242,4	291,4	289,4	303,5	295,8	351,9	403,7	415,8	422,1	425,6	439,7	472,7	494,6	511,3	526,1
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	180,3	210,8	248,9	275,5	288,8	289,1	336,6	366,7	380,8	407,1	415,3	429,8	439,4	464,9	484,9	502,5	516,4
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	4,5	7,1	6,5	-15,9	-0,6	-14,4	40,8	14,8	-22,9	-8,7	-6,8	4,1	-0,3	-7,8	-9,7	-8,8	-9,6
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	2,5	3,5	2,7	-5,5	-0,2	-4,7	13,8	4,2	-5,7	-2,1	-1,6	1,0	-0,1	-1,7	-2,0	-1,7	-1,8
24	Мощность новых скважин, тыс.т	9,8	8,0	7,1	3,5	13,5	32,7	23,0	18,5	19,2	12,0	18,7	18,9	26,6	23,7	21,2	18,8	6,9
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	2	1	0	2	1	1	1	2	0	1	1	1	1	1	0
26	в том числе: под закачку	1	2	2	1	0	1	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	65	66	67	67	68	67	67	68	69	68	69	69	70	71	72	73	75
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	65	66	67	67	68	67	67	68	69	68	69	69	70	71	72	73	75
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	2	0	2	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	57	57	56	57	57	56	55	55	54	53	53	53	52	52	51	51	51
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	2	2	1	0	1	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	1	2	2	1	0	1	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0
35	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	29	30	32	33	33	34	34	34	35	36	36	37	38	38	38	38	38
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	29	30	32	33	33	34	34	34	35	36	36	37	38	38	38	38	38
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	34,0	33,9	35,8	36,7	38,5	41,1	42,9	46,4	49,7	52,6	54,8	57,2	60,6	64,0	66,8	69,5	72,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	33,7	33,6	35,8	36,7	38,2	36,7	41,6	45,2	48,6	51,9	54,3	56,8	59,3	62,9	66,1	69,0	71,8
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	55,4	54,4	43,3	42,3	62,3	92,2	99,6	122,8	117,0	105,8	72,3	73,5	120,0	110,0	100,7	93,0	93,4
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	70,8	67,4	65,8	64,3	63,9	65,1	65,2	65,9	67,4	68,3	69,0	69,6	70,5	71,3	72,2	73,2	74,4
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	71,7	68,0	66,5	64,6	64,8	62,3	65,9	66,4	68,0	68,6	69,4	70,0	71,1	71,8	72,6	73,5	74,5
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	35,9	40,9	0,3	0,0	28,0	77,9	53,1	54,1	54,5	56,8	56,3	58,7	57,8	59,0	60,0	61,5	62,6
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,9	11,1	12,3	13,1	13,9	14,3	14,9	15,8	16,2	16,7	17,0	17,4	17,9	18,4	18,6	18,6	18,4
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9,5	10,8	12,0	13,0	13,4	13,8	14,2	15,2	15,6	16,3	16,6	17,0	17,2	17,8	18,1	18,3	18,3
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	81,6	86,9	91,7	96,4	99,0	111,2	122,4	135,0	151,2	160,8	167,7	173,3	179,8	190,5	202,5	214,6	223,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	654,5	673,8	749,9	782,8	840,6	932,0	1041,5	1135,6	1235,3	1327,0	1405,7	1482,7	1588,1	1710,3	1830,2	1953,3	2046,3
50	в том числе: из переходящих скважин	637,5	658,8	742,0	778,9	819,8	767,4	987,0	1090,7	1188,3	1296,1	1358,2	1431,7	1518,1	1646,0	1771,4	1899,0	2025,8
51	из новых скважин	17,0	15,0	8,0	3,9	20,8	164,6	54,5	44,8	47,0	30,9	47,5	51,0	70,1	64,2	58,8	54,3	20,4
52	механизированным способом	582,1	582,1	625,0	658,1	695,2	769,4	842,3	903,3	946,0	1008,1	1050,7	1107,4	1142,0	1218,0	1264,9	1339,2	1364,9
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	18580,7	19254,5	20004,4	20787,3	21627,9	22559,8	23601,4	24736,9	25972,2	27299,3	28704,9	30187,6	31775,8	33486,0	35316,3	37269,6	39315,8
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	10906,0	11125,6	11382,4	11661,9	11965,6	12291,1	12653,2	13040,5	13442,7	13863,2	14299,2	14750,0	15219,0	15710,3	16218,6	16742,1	17266,2
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,103	0,105	0,108	0,110	0,113	0,116	0,120	0,123	0,127	0,131	0,135	0,139	0,144	0,149	0,153	0,158	0,163
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	38,8	39,6	40,5	41,5	42,6	43,7	45,0	46,4	47,8	49,3	50,9	52,5	54,2	55,9	57,7	59,6	61,4
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	1,3	1,5	1,7	1,8	2,0	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,8	4,1	4,4	4,6
59	Закачка воды, тыс.$м^3$	651,9	709,0	788,5	867,1	901,2	1030,7	1168,4	1320,5	1481,6	1602,5	1689,8	1774,8	1889,6	2023,4	2151,0	2279,8	2368,2
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	22969,3	23678,3	24466,8	25333,9	26235,1	27265,7	28434,1	29754,6	31236,2	32838,7	34528,5	36303,2	38192,8	40216,2	42367,2	44646,9	47015,1
61	Газовый фактор, $м^3$/т	1299,6	1354,1	1358,1	1371,7	1378,3	1378,2	1383,4	1385,1	1383,9	1376,0	1367,0	1352,7	1334,4	1310,2	1284,9	1237,3	1183,9
62	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	248,503	297,397	348,810	383,270	418,685	448,562	501,011	536,401	556,574	578,553	596,015	609,766	625,910	643,668	653,227	647,648	620,460
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	5417,970	5715,367	6064,177	6447,447	6866,132	7314,694	7815,704	8352,106	8908,680	9487,233	10083,248	10693,014	11318,923	11962,592	12615,819	13263,467	13883,927

Продолжение таблицы 8.1.1

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	525,2	523,7	518,1	510,0	495,3	484,7	473,1	459,9	444,3	428,9	413,7	396,7	373,4	356,2	342,8	329,0
2	в том числе: из переходящих скважин	514,6	521,6	518,1	510,0	495,3	484,7	473,1	459,9	444,3	428,9	413,7	396,7	373,4	356,2	342,8	329,0
3	из новых скважин	10,6	2,2	0,0	0,0	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	механизированным способом	349,4	335,7	333,2	325,0	322,2	315,0	311,4	302,6	298,6	288,2	283,9	268,3	256,4	244,8	240,7	231,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	32,3	29,5	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
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	3,6	3,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	460,8	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0
14	в том числе: эксплуатационные скважины	460,8	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	657,0	657,0	657,0	0,0	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	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	22,9	21,2	19,4	0,0	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	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	516,4	514,6	521,6	518,1	510,0	495,3	484,7	473,1	459,9	444,3	428,9	413,7	396,7	373,4	356,2	342,8
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	539,4	535,8	541,0	518,1	510,0	495,3	484,7	473,1	459,9	444,3	428,9	413,7	396,7	373,4	356,2	342,8
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	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	1,0	1,0	1,0
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	514,6	521,6	518,1	510,0	495,3	484,7	473,1	459,9	444,3	428,9	413,7	396,7	373,4	356,2	342,8	329,0
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-24,8	-14,2	-22,9	-8,2	-14,6	-10,7	-11,6	-13,2	-15,6	-15,4	-15,2	-17,0	-23,3	-17,2	-13,4	-13,8
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,6	-2,7	-4,2	-1,6	-2,9	-2,2	-2,4	-2,8	-3,4	-3,5	-3,5	-4,1	-5,9	-4,6	-3,8	-4,0
24	Мощность новых скважин, тыс.т	9,5	1,9	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
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	2	2	0	0	1	0	0	0	0	2	1	0	0	0
26	в том числе: под закачку	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	76	76	74	72	72	72	71	71	71	71	71	69	68	68	68	68
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	76	76	74	72	72	72	71	71	71	71	71	69	68	68	68	68
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	51	49	48	46	47	47	47	47	48	48	49	47	47	47	48	48
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
35	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	39	40	40	41	41	41	41	41	41	41	41	41	42	42	42	42
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	39	40	40	41	41	41	41	41	41	41	41	41	42	42	42	42
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	73,7	77,0	80,5	83,2	86,2	89,0	92,3	95,8	99,0	102,4	105,8	110,3	113,7	116,6	120,6	124,8
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	73,5	76,9	80,5	83,2	86,2	89,0	92,3	95,8	99,0	102,4	105,8	110,3	113,7	116,6	120,6	124,8
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	92,5	87,5	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	75,3	76,5	77,6	78,4	79,4	80,5	81,6	82,6	83,7	84,8	85,8	86,8	87,7	88,5	89,3	90,1
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	75,5	76,5	77,6	78,4	79,4	80,5	81,6	82,6	83,7	84,8	85,8	86,8	87,7	88,5	89,3	90,1
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	65,1	66,2	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	18,2	18,1	18,1	18,0	17,7	17,3	17,0	16,7	16,1	15,5	15,0	14,5	14,0	13,4	12,9	12,4
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	18,0	18,1	18,1	18,0	17,7	17,3	17,0	16,7	16,1	15,5	15,0	14,5	14,0	13,4	12,9	12,4
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	227,0	229,7	233,3	232,7	233,6	239,4	244,9	250,6	256,8	263,3	270,2	276,1	273,0	274,2	281,9	289,8
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	2130,6	2228,4	2310,3	2356,9	2407,8	2487,9	2564,9	2644,8	2734,1	2826,7	2922,8	3009,5	3040,5	3102,5	3209,4	3320,5
50	в том числе: из переходящих скважин	2100,2	2222,0	2310,3	2356,9	2407,8	2487,9	2564,9	2644,8	2734,1	2826,7	2922,8	3009,5	3040,5	3102,5	3209,4	3320,5
51	из новых скважин	30,4	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
52	механизированным способом	1402,2	1413,8	1469,6	1485,8	1551,9	1603,9	1676,7	1729,4	1827,4	1889,6	1996,2	2025,3	2077,9	2121,8	2243,5	2321,4
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	41446,4	43674,8	45985,1	48342,0	50749,8	53237,7	55802,6	58447,5	61181,6	64008,3	66931,1	69940,7	72981,1	76083,6	79293,0	82613,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	17791,4	18315,1	18833,2	19343,2	19838,5	20323,2	20796,3	21256,2	21700,5	22129,4	22543,1	22939,8	23313,1	23669,4	24012,2	24341,2
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,168	0,173	0,178	0,183	0,188	0,192	0,197	0,201	0,205	0,209	0,213	0,217	0,220	0,224	0,227	0,230
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	63,3	65,2	67,0	68,8	70,6	72,3	74,0	75,6	77,2	78,7	80,2	81,6	83,0	84,2	85,4	86,6
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,8	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1	7,2	7,4	7,7	8,0
59	Закачка воды, тыс.м^3	2448,8	2540,0	2606,1	2636,8	2672,8	2739,7	2802,7	2867,2	2938,6	3013,2	3091,3	3158,9	3168,6	3212,7	3302,4	3395,6
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м^3	49463,9	52003,9	54610,0	57246,8	59919,5	62659,2	65461,9	68329,1	71267,7	74281,0	77372,2	80531,2	83699,8	86912,5	90214,9	93610,5
61	Газовый фактор, м^3/т	1112,4	1043,8	959,6	886,0	803,9	743,3	680,2	613,9	553,0	497,2	446,0	398,9	355,7	319,3	295,9	279,7
62	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	584,240	546,636	497,196	451,843	398,226	360,293	321,802	282,336	245,714	213,245	184,508	158,262	132,803	113,725	101,427	92,024
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	14468,167	15014,802	15511,999	15963,841	16362,067	16722,360	17044,163	17326,499	17572,213	17785,459	17969,967	18128,229	18261,032	18374,757	18476,184	18568,207

Продолжение таблицы 8.1.1

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	316,0	302,3	291,8	281,7	272,3	263,3	254,9	244,3	235,1	221,1	206,8	195,1	185,0	179,2	170,5	152,3
2	в том числе: из переходящих скважин	316,0	302,3	291,8	281,7	272,3	263,3	254,9	244,3	235,1	221,1	206,8	195,1	185,0	179,2	170,5	152,3
3	из 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	механизированным способом	226,7	217,0	213,7	206,4	203,5	196,8	194,3	185,3	181,9	169,3	160,8	151,0	144,9	140,4	134,5	119,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, 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
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0
14	в том числе: эксплуатационные скважины	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых 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
17	Расчетная добыча нефти из новых 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	329,0	316,0	302,3	291,8	281,7	272,3	263,3	254,9	244,3	235,1	221,1	206,8	195,1	185,0	179,2	170,5
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	329,0	316,0	302,3	291,8	281,7	272,3	263,3	254,9	244,3	235,1	221,1	206,8	195,1	185,0	179,2	170,5
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	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	1,0	1,0	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	316,0	302,3	291,8	281,7	272,3	263,3	254,9	244,3	235,1	221,1	206,8	195,1	185,0	179,2	170,5	152,3
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-13,0	-13,7	-10,6	-10,0	-9,5	-8,9	-8,4	-10,5	-9,2	-14,0	-14,3	-11,7	-10,0	-5,8	-8,7	-18,2
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,9	-4,3	-3,5	-3,4	-3,4	-3,3	-3,2	-4,1	-3,8	-6,0	-6,5	-5,6	-5,1	-3,1	-4,8	-10,7
24	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
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	1	1	2	0	3	2
26	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	68	68	68	68	68	68	68	67	67	64	63	62	60	60	57	55

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	68	68	68	68	68	68	68	67	67	64	63	62	60	60	57	55
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	49	49	50	50	51	51	52	51	52	49	49	48	47	47	45	43
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	42	42	42	42	42	42	42	42	42	41	39	37	35	33	33	33
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	42	42	42	42	42	42	42	42	42	41	39	37	35	33	33	33
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	129,1	133,6	138,3	143,1	148,1	153,4	158,8	163,3	168,2	173,2	176,9	179,6	183,1	188,7	191,1	188,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	129,1	133,6	138,3	143,1	148,1	153,4	158,8	163,3	168,2	173,2	176,9	179,6	183,1	188,7	191,1	188,0
42	Средний дебит 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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	90,8	91,5	92,1	92,6	93,1	93,5	94,0	94,3	94,7	95,0	95,3	95,6	95,8	96,0	96,2	96,4
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	90,8	91,5	92,1	92,6	93,1	93,5	94,0	94,3	94,7	95,0	95,3	95,6	95,8	96,0	96,2	96,4
45	Средняя обводненность продукции 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
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,9	11,4	11,0	10,6	10,2	9,9	9,6	9,3	9,0	8,6	8,3	7,9	7,6	7,5	7,2	6,8
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,9	11,4	11,0	10,6	10,2	9,9	9,6	9,3	9,0	8,6	8,3	7,9	7,6	7,5	7,2	6,8
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	298,2	306,8	316,0	325,6	335,7	346,2	357,2	363,3	371,2	377,8	387,9	407,7	429,0	460,2	477,9	444,7
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	3435,6	3555,2	3679,2	3807,9	3941,4	4080,0	4223,8	4309,6	4416,3	4456,2	4425,5	4433,7	4434,8	4508,0	4529,3	4220,0
50	в том числе: из переходящих скважин	3435,6	3555,2	3679,2	3807,9	3941,4	4080,0	4223,8	4309,6	4416,3	4456,2	4425,5	4433,7	4434,8	4508,0	4529,3	4220,0
51	из 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
52	механизированным способом	2453,8	2539,5	2683,6	2777,8	2934,6	3038,1	3208,9	3258,5	3407,7	3403,6	3434,4	3426,5	3468,4	3527,8	3570,3	3301,8
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	86049,1	89604,3	93283,4	97091,3	101032,7	105112,7	109336,5	113646,1	118062,4	122518,6	126944,1	131377,7	135812,6	140320,6	144849,9	149069,9
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	24657,2	24959,6	25251,3	25533,1	25805,3	26068,7	26323,5	26567,9	26803,0	27024,0	27230,8	27425,9	27610,9	27790,2	27960,7	28113,0
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,233	0,236	0,239	0,241	0,244	0,246	0,249	0,251	0,253	0,256	0,257	0,259	0,261	0,263	0,264	0,266
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	87,7	88,8	89,9	90,9	91,8	92,8	93,7	94,5	95,4	96,2	96,9	97,6	98,3	98,9	99,5	100,0
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,4	8,8	9,3	9,9	10,6	11,5	12,5	13,7	15,3	17,0	19,2	22,4	27,4	36,5	54,7	107,8
59	Закачка воды, тыс.$м^3$	3493,3	3594,6	3702,6	3815,5	3933,3	4056,4	4184,8	4256,6	4349,2	4384,8	4354,2	4352,2	4345,0	4409,3	4422,3	4114,8
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	97103,8	100698,4	104401,0	108216,5	112149,8	116206,2	120391,0	124647,6	128996,8	133381,5	137735,7	142087,9	146432,9	150842,2	155264,5	159379,3
61	Газовый фактор, $м^3$/т	273,8	268,1	262,5	257,0	251,7	246,5	241,5	236,5	231,7	227,1	222,5	217,7	213,1	208,8	204,4	199,4
62	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	86,534	81,042	76,576	72,411	68,531	64,916	61,551	57,790	54,465	50,200	45,995	42,473	39,434	37,419	34,857	30,381
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	18654,741	18735,783	18812,359	18884,770	18953,301	19018,217	19079,768	19137,557	19192,022	19242,223	19288,218	19330,691	19370,124	19407,543	19442,400	19472,781

Таблица 8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. Вариант 2 рекомендуемый

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	178,4	194,9	226,2	234,4	239,8	248,5	282,8	307,5	326,5	349,3	367,3	384,4	405,0	429,4	448,6	465,7	468,3
2	в том числе: из переходящих скважин	167,5	186,0	218,3	230,5	224,8	212,1	257,2	286,9	305,2	335,9	346,6	363,4	375,4	403,0	425,1	444,8	460,6
3	из новых скважин	10,9	8,9	7,9	3,9	15,0	36,4	25,6	20,6	21,3	13,4	20,7	21,0	29,6	26,4	23,5	20,9	7,6
4	механизированным способом	160,2	168,4	187,9	193,3	192,7	198,8	221,1	236,1	240,6	255,7	264,2	276,5	279,3	293,4	296,6	305,6	298,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	3	3	1	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	2	3	2	1	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	35,5	32,1	43,2	42,3	44,8	20,4	46,7	56,4	53,2	45,7	31,6	30,3	50,7	45,1	40,3	35,8	34,9
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	153	92	61	92	334	1785	548	183	201	292	657	694	292	292	292	292	110
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	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
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	360,0	370,8	378,0	381,6	385,2	388,8	392,4	399,6	406,8	410,4	414,0	417,6	424,8	432,0	439,2	446,4	453,6
15	в том числе: эксплуатационные скважины	360,0	370,8	378,0	381,6	385,2	388,8	392,4	399,6	406,8	410,4	414,0	417,6	424,8	432,0	439,2	446,4	453,6
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	657,0	985,5	985,5	328,5	328,5	328,5	328,5	657,0	657,0	328,5	328,5	328,5	657,0	657,0	657,0	657,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	23,3	31,7	42,5	13,9	14,7	6,7	15,4	37,1	34,9	15,0	10,4	10,0	33,3	29,6	26,5	23,5
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	167,5	167,5	186,0	218,3	230,5	224,8	212,1	257,2	286,9	305,2	335,9	346,6	363,4	375,4	403,0	425,1	444,8
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	167,5	190,9	217,7	260,8	244,4	239,5	218,8	272,5	323,9	340,1	350,9	356,9	373,4	408,7	432,7	451,5	468,3
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,2	1,1	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	167,5	186,0	218,3	230,5	224,8	212,1	257,2	286,9	305,2	335,9	346,6	363,4	375,4	403,0	425,1	444,8	460,6
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-4,9	0,6	-30,3	-19,6	-27,4	38,4	14,3	-18,8	-4,2	-4,4	6,5	2,0	-5,6	-7,6	-6,8	-7,7
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-2,5	0,3	-11,6	-8,0	-11,4	17,5	5,3	-5,8	-1,2	-1,2	1,8	0,5	-1,4	-1,8	-1,5	-1,6
25	Мощность новых скважин, тыс.т	9,8	8,0	7,1	3,5	13,5	32,7	23,0	18,5	19,2	12,0	18,7	18,9	26,6	23,7	21,2	18,8	6,9
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	4	3	3	3	2	2	1	1	1	2	0	1	1	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	1	2	2	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	59	59	59	57	56	55	55	56	57	56	57	57	58	60	62	64	66
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	59	59	59	57	56	55	55	56	57	56	57	57	58	60	62	64	66
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	53	51	49	47	45	44	43	43	42	41	41	41	40	41	41	42	42
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	2	2	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	1	2	2	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	29	30	31	32	32	33	33	32	32	33	33	34	35	35	35	35	35
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	29	30	31	32	32	33	33	32	32	33	33	34	35	35	35	35	35
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	34,6	34,9	37,3	38,3	40,4	43,1	44,9	48,8	52,7	55,9	58,2	60,9	64,6	68,2	71,2	74,0	76,6

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	34,2	34,6	37,2	38,3	40,0	38,0	43,4	47,4	51,4	55,2	57,8	60,4	63,1	67,1	70,4	73,5	76,4
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	55,4	54,4	43,3	42,3	62,3	92,2	99,6	122,8	117,0	105,8	72,3	73,5	120,0	110,0	100,7	93,0	93,4
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	71,7	69,2	67,7	67,0	67,6	69,4	69,0	69,3	70,3	70,7	71,0	71,2	71,8	72,4	73,1	73,9	75,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	72,6	69,9	68,5	67,4	68,8	67,3	70,0	70,0	71,0	71,0	71,5	71,7	72,5	73,0	73,6	74,3	75,1
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	35,9	40,9	0,3	0,0	28,0	77,9	53,1	54,1	54,5	56,8	56,3	58,7	57,8	59,0	60,0	61,5	62,6
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,8	10,7	12,0	12,6	13,1	13,2	13,9	15,0	15,6	16,4	16,9	17,5	18,2	18,8	19,1	19,3	19,1
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9,4	10,4	11,7	12,5	12,5	12,4	13,0	14,2	14,9	16,0	16,5	17,1	17,3	18,1	18,6	18,9	19,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	81,6	86,9	92,7	96,8	97,5	109,2	121,5	134,5	149,5	158,5	166,0	172,0	178,9	190,5	203,4	216,5	225,3
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	629,2	632,2	701,2	710,8	740,2	813,0	913,2	1000,5	1099,5	1190,7	1264,7	1336,9	1437,5	1554,5	1669,1	1786,5	1873,7
51	в том числе: из переходящих скважин	612,3	617,2	693,2	707,0	719,3	648,4	858,6	955,7	1052,5	1159,7	1217,3	1286,0	1367,4	1490,2	1610,2	1732,2	1853,3
52	из новых скважин	17,0	15,0	8,0	3,9	20,8	164,6	54,5	44,8	47,0	30,9	47,5	51,0	70,1	64,2	58,8	54,3	20,4
53	механизированным способом	565,2	546,5	582,3	586,1	594,8	650,4	713,9	768,2	810,1	871,7	909,7	961,7	991,4	1062,2	1103,7	1172,4	1192,4
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	18539,8	19172,0	19873,2	20584,0	21324,2	22137,2	23050,3	24050,8	25150,3	26341,0	27605,7	28942,6	30380,1	31934,6	33603,6	35390,2	37263,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	10884,8	11079,7	11305,9	11540,3	11780,1	12028,6	12311,4	12618,9	12945,4	13294,6	13661,9	14046,4	14451,3	14880,7	15329,3	15795,0	16263,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,114	0,116	0,118	0,121	0,123	0,126	0,129	0,132	0,135	0,139	0,143	0,147	0,151	0,155	0,160	0,165	0,170
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	41,7	42,5	43,3	44,2	45,1	46,1	47,2	48,3	49,6	50,9	52,3	53,8	55,4	57,0	58,7	60,5	62,3
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6	1,7	2,0	2,2	2,4	2,7	2,9	3,1	3,4	3,7	4,0	4,3	4,5
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	651,9	709,0	781,4	837,6	853,8	974,3	1097,3	1200,3	1309,6	1414,7	1499,6	1582,1	1694,1	1824,9	1949,1	2074,3	2158,9
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	22969,3	23678,3	24459,7	25297,2	26151,1	27125,4	28222,7	29423,0	30732,6	32147,3	33646,9	35229,0	36923,1	38748,0	40697,1	42771,4	44930,3
62	Компенсация отборов: текущая, %	87,8	93,4	91,9	96,7	95,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	86,5	86,7	86,9	87,2	87,4	87,8	88,2	88,7	89,1	89,5	89,9	90,4	90,8	91,2	91,5	91,9	92,3
64	Газовый фактор, $м^3$/т	1202,0	1230,0	1265,0	1290,0	1325,0	1365,0	1405,0	1424,8	1435,4	1433,2	1429,5	1418,1	1400,3	1374,3	1347,4	1295,3	1238,5
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	214,412	239,672	286,174	302,414	317,695	339,199	397,306	438,089	468,674	500,581	525,043	545,154	567,077	590,088	604,423	603,186	579,948
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	5358,678	5598,351	5884,525	6186,939	6504,634	6843,833	7241,139	7679,228	8147,902	8648,483	9173,526	9718,679	10285,757	10875,845	11480,268	12083,454	12663,402

Продолжение таблицы 8.1.2

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	471,3	473,5	469,4	462,3	450,2	441,2	431,2	419,5	405,3	391,3	377,5	361,8	339,7	323,7	311,4	298,7
2	в том числе: из переходящих скважин	460,7	471,4	469,4	462,3	450,2	441,2	431,2	419,5	405,3	391,3	377,5	361,8	339,7	323,7	311,4	298,7
3	из новых скважин	10,6	2,2	0,0	0,0	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	механизированным способом	295,4	285,5	284,5	277,4	277,0	271,5	269,5	262,2	259,7	250,7	247,7	233,4	222,7	212,3	209,3	200,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	32,3	29,5	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
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	3,6	3,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	460,8	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	460,8	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	657,0	657,0	657,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	22,9	21,2	19,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	460,6	460,7	471,4	469,4	462,3	450,2	441,2	431,2	419,5	405,3	391,3	377,5	361,8	339,7	323,7	311,4
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	483,6	481,9	490,8	469,4	462,3	450,2	441,2	431,2	419,5	405,3	391,3	377,5	361,8	339,7	323,7	311,4
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	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	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	460,7	471,4	469,4	462,3	450,2	441,2	431,2	419,5	405,3	391,3	377,5	361,8	339,7	323,7	311,4	298,7
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-22,9	-10,5	-21,4	-7,1	-12,1	-9,0	-10,0	-11,7	-14,1	-14,0	-13,8	-15,7	-22,1	-16,0	-12,3	-12,7
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,7	-2,2	-4,4	-1,5	-2,6	-2,0	-2,3	-2,7	-3,4	-3,5	-3,5	-4,2	-6,1	-4,7	-3,8	-4,1
25	Мощность новых скважин, тыс.т	9,5	1,9	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	1	2	1	0	0	1	0	0	0	0	2	1	0	0	0
27	в том числе: под закачку	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	67	68	66	65	65	65	64	64	64	64	64	62	61	61	61	61
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	67	68	66	65	65	65	64	64	64	64	64	62	61	61	61	61
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	42	41	40	39	40	40	40	40	41	41	42	40	40	40	41	41
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	36	37	37	38	38	38	38	38	38	38	38	38	39	39	39	39
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	36	37	37	38	38	38	38	38	38	38	38	38	39	39	39	39
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	78,2	81,2	84,9	87,8	90,2	93,2	96,7	100,3	103,7	107,2	110,8	115,6	119,1	122,2	126,3	130,7
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	78,0	81,2	84,9	87,8	90,2	93,2	96,7	100,3	103,7	107,2	110,8	115,6	119,1	122,2	126,3	130,7
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	92,5	87,5	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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	75,9	76,9	78,0	78,8	79,8	80,8	81,8	82,8	83,9	85,0	86,0	87,0	87,9	88,6	89,4	90,2
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	76,0	77,0	78,0	78,8	79,8	80,8	81,8	82,8	83,9	85,0	86,0	87,0	87,9	88,6	89,4	90,2
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	65,1	66,2	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	18,9	18,8	18,7	18,6	18,3	17,9	17,6	17,2	16,7	16,1	15,5	15,1	14,5	13,9	13,4	12,8
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	18,7	18,7	18,7	18,6	18,3	17,9	17,6	17,2	16,7	16,1	15,5	15,1	14,5	13,9	13,4	12,8
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	229,4	232,7	237,5	237,2	238,0	244,0	249,5	255,2	261,5	268,1	275,0	280,8	276,7	277,3	285,0	292,9
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	1952,1	2051,4	2134,1	2177,8	2225,3	2298,6	2368,6	2441,2	2522,9	2607,7	2695,5	2773,8	2795,8	2848,7	2946,1	3047,2
51	в том числе: из переходящих скважин	1921,7	2045,0	2134,1	2177,8	2225,3	2298,6	2368,6	2441,2	2522,9	2607,7	2695,5	2773,8	2795,8	2848,7	2946,1	3047,2
52	из новых скважин	30,4	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	1223,7	1236,9	1293,4	1306,7	1369,4	1414,5	1480,4	1525,7	1616,2	1670,5	1769,0	1789,5	1833,3	1868,0	1980,2	2048,1
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	39216,0	41267,4	43401,4	45579,2	47804,5	50103,1	52471,7	54912,9	57435,8	60043,5	62739,0	65512,8	68308,6	71157,3	74103,4	77150,6
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	16734,5	17208,0	17677,4	18139,6	18589,8	19031,0	19462,2	19881,7	20287,0	20678,3	21055,8	21417,6	21757,3	22081,0	22392,4	22691,1
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,175	0,180	0,185	0,189	0,194	0,199	0,203	0,208	0,212	0,216	0,220	0,224	0,227	0,231	0,234	0,237
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	64,1	65,9	67,7	69,5	71,2	72,9	74,6	76,2	77,7	79,2	80,7	82,1	83,4	84,6	85,8	86,9
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,8	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	7,0	7,2	7,3	7,5	7,8	8,1
60	Закачка воды, тыс.м^3	2235,4	2331,1	2405,8	2441,3	2476,1	2538,0	2595,9	2654,8	2720,3	2788,8	2860,4	2921,4	2923,9	2960,6	3042,5	3127,6
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м^3	47165,7	49496,8	51902,6	54343,9	56820,1	59358,1	61954,0	64608,8	67329,1	70118,0	72978,4	75899,7	78823,7	81784,3	84826,8	87954,4
62	Компенсация отборов: 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
63	с начала разработки, %	92,6	92,9	93,2	93,5	93,8	94,0	94,3	94,5	94,7	94,9	95,1	95,3	95,4	95,6	95,8	95,9
64	Газовый фактор, м^3/т	1161,4	1086,0	999,3	923,9	835,3	770,8	703,5	632,8	568,1	508,9	454,7	405,0	359,3	321,0	296,9	280,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	547,321	514,247	469,048	427,109	376,055	340,048	303,314	265,450	230,290	199,155	171,636	146,501	122,057	103,905	92,452	83,822
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	13210,723	13724,970	14194,018	14621,127	14997,182	15337,230	15640,544	15905,993	16136,284	16335,439	16507,075	16653,576	16775,633	16879,538	16971,991	17055,812

Продолжение таблицы 8.1.2

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	286,8	274,1	264,5	255,4	246,8	238,7	231,1	221,4	212,9	200,3	187,2	176,2	166,7	161,4	153,3	135,6
2	в том числе: из переходящих скважин	286,8	274,1	264,5	255,4	246,8	238,7	231,1	221,4	212,9	200,3	187,2	176,2	166,7	161,4	153,3	135,6
3	из 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	механизированным способом	197,5	188,7	186,4	180,0	178,0	172,2	170,5	162,3	159,7	148,5	141,2	132,1	126,6	122,6	117,2	102,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, 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	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0	468,0
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых 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
18	Расчетная добыча нефти из новых 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	298,7	286,8	274,1	264,5	255,4	246,8	238,7	231,1	221,4	212,9	200,3	187,2	176,2	166,7	161,4	153,3
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	298,7	286,8	274,1	264,5	255,4	246,8	238,7	231,1	221,4	212,9	200,3	187,2	176,2	166,7	161,4	153,3
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	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	1,0	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	286,8	274,1	264,5	255,4	246,8	238,7	231,1	221,4	212,9	200,3	187,2	176,2	166,7	161,4	153,3	135,6
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-11,9	-12,7	-9,6	-9,1	-8,6	-8,1	-7,6	-9,7	-8,5	-12,6	-13,1	-11,1	-9,5	-5,3	-8,1	-17,7
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,0	-4,4	-3,5	-3,4	-3,4	-3,3	-3,2	-4,2	-3,8	-5,9	-6,5	-5,9	-5,4	-3,2	-5,0	-11,5
25	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	1	1	2	0	3	2
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	61	61	61	61	61	61	61	60	60	58	57	56	54	54	51	49
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	61	61	61	61	61	61	61	60	60	58	57	56	54	54	51	49
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	42	42	43	43	44	44	45	44	45	43	43	42	41	41	39	37

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	39	39	39	39	39	39	39	39	39	38	36	34	32	30	30	30
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	39	39	39	39	39	39	39	39	39	38	36	34	32	30	30	30
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	135,2	139,8	144,7	149,7	154,9	160,3	165,9	170,6	175,7	180,1	182,9	185,4	188,8	194,5	196,4	192,4
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	135,2	139,8	144,7	149,7	154,9	160,3	165,9	170,6	175,7	180,1	182,9	185,4	188,8	194,5	196,4	192,4
43	Средний дебит 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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	90,9	91,6	92,2	92,7	93,2	93,6	94,0	94,4	94,7	95,1	95,4	95,6	95,8	96,0	96,2	96,4
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	90,9	91,6	92,2	92,7	93,2	93,6	94,0	94,4	94,7	95,1	95,4	95,6	95,8	96,0	96,2	96,4
46	Средняя обводненность продукции 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
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	12,3	11,8	11,3	11,0	10,6	10,2	9,9	9,6	9,3	8,9	8,5	8,1	7,8	7,7	7,4	7,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	12,3	11,8	11,3	11,0	10,6	10,2	9,9	9,6	9,3	8,9	8,5	8,1	7,8	7,7	7,4	7,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	301,3	310,0	319,2	328,9	339,0	349,5	360,5	366,1	373,7	379,8	389,8	410,3	432,7	466,2	484,6	445,2
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	3152,1	3260,9	3373,8	3490,9	3612,5	3738,6	3869,4	3941,8	4034,5	4070,0	4035,3	4028,6	4014,3	4071,4	4076,1	3749,4
51	в том числе: из переходящих скважин	3152,1	3260,9	3373,8	3490,9	3612,5	3738,6	3869,4	3941,8	4034,5	4070,0	4035,3	4028,6	4014,3	4071,4	4076,1	3749,4
52	из 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
53	механизированным способом	2170,3	2245,2	2378,2	2460,8	2605,7	2696,7	2854,5	2890,6	3025,9	3017,4	3044,2	3021,4	3047,9	3091,3	3117,0	2831,2
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	80302,7	83563,6	86937,3	90428,3	94040,7	97779,3	101648,7	105590,4	109624,9	113694,9	117730,2	121758,8	125773,1	129844,6	133920,7	137670,1
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	22977,9	23252,0	23516,5	23771,9	24018,7	24257,5	24488,6	24710,0	24922,9	25123,2	25310,4	25486,5	25653,2	25814,7	25968,0	26103,6
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,240	0,243	0,246	0,248	0,251	0,253	0,256	0,258	0,260	0,262	0,264	0,266	0,268	0,270	0,271	0,273
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	88,0	89,1	90,1	91,1	92,0	92,9	93,8	94,7	95,5	96,3	97,0	97,7	98,3	98,9	99,5	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,4	8,8	9,3	9,9	10,6	11,5	12,6	13,7	15,3	17,0	19,2	22,3	27,2	36,2	53,9	103,5
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	3216,8	3309,2	3407,9	3511,1	3618,9	3731,3	3848,7	3909,0	3989,7	4012,8	3969,2	3953,6	3932,3	3982,0	3979,6	3656,2
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	91171,2	94480,4	97888,3	101399,4	105018,2	108749,6	112598,3	116507,3	120497,0	124509,7	128478,9	132432,5	136364,9	140346,8	144326,4	147982,7
62	Компенсация отборов: 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
63	с начала разработки, %	96,0	96,2	96,3	96,4	96,5	96,7	96,8	96,9	97,0	97,1	97,2	97,2	97,3	97,4	97,5	97,5
64	Газовый фактор, $м^3$/т	275,6	270,7	265,8	261,1	256,4	251,9	247,4	243,0	238,6	234,4	230,2	226,1	222,0	218,1	214,2	210,4
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	79,037	74,189	70,311	66,684	63,294	60,128	57,173	53,786	50,803	46,939	43,096	39,824	37,013	35,207	32,836	28,534
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	17134,849	17209,038	17279,349	17346,034	17409,328	17469,456	17526,629	17580,415	17631,218	17678,157	17721,254	17761,078	17798,091	17833,298	17866,134	17894,668

Таблица 8.1.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по возвратному объекту КТ-I. Вариант 2 рекомендуемый

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	12,8	24,8	30,6	45,0	64,0	77,0	79,4	79,8	75,7	71,2	68,7	66,4	64,1	61,9	59,8	57,8	55,8
2	в том числе: из переходящих скважин	11,7	24,1	26,9	34,0	53,8	67,6	74,0	77,8	74,5	71,2	68,7	66,4	64,1	61,9	59,8	57,8	55,8
3	из новых скважин	1,1	0,7	3,7	10,9	10,2	9,4	5,4	2,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	8,6	21,2	26,8	45,0	64,0	77,0	79,4	79,8	75,7	71,2	68,7	66,4	64,1	61,9	59,8	57,8	55,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	3	1	1	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	3	1	1	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	20,7	9,7	20,4	33,3	27,9	28,6	32,6	11,0	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	18	73	183	164	183	329	164	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	985,5	328,5	328,5	657,0	657,0	328,5	328,5	328,5	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	20,4	3,2	6,7	21,9	18,3	9,4	10,7	3,6	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	8,3	11,7	24,1	26,9	34,0	53,8	67,6	74,0	77,8	74,5	71,2	68,7	66,4	64,1	61,9	59,8	57,8
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,3	32,1	27,2	33,6	55,9	72,1	77,0	84,7	81,4	76,6	71,2	68,7	66,4	64,1	61,9	59,8	57,8
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,4	0,7	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,7	24,1	26,9	34,0	53,8	67,6	74,0	77,8	74,5	71,2	68,7	66,4	64,1	61,9	59,8	57,8	55,8
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	3,4	-8,0	-0,4	0,5	-2,1	-4,5	-3,0	-6,9	-6,9	-5,4	-2,5	-2,4	-2,3	-2,2	-2,1	-2,0	-1,9
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	40,5	-25,1	-1,3	1,4	-3,8	-6,3	-3,8	-8,2	-8,5	-7,0	-3,5	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4
25	Мощность новых скважин, тыс.т	1,0	0,6	3,4	9,9	9,2	8,4	4,8	1,8	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	7	8	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	10	9	9
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	7	8	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	10	9	9
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4	6	7	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	10	9	9
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	1	1	0	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	1	1	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	1	2	2	2	3	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	1	2	2	2	3	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	24,3	24,1	23,1	25,8	28,8	31,0	32,6	34,1	34,3	34,6	35,8	37,0	38,2	39,5	40,9	42,3	43,8
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	24,2	24,6	22,9	23,7	28,1	30,6	32,1	35,0	35,5	34,6	35,8	37,0	38,2	39,5	40,9	42,3	43,8
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	24,6	11,6	24,5	41,6	34,7	34,4	43,2	14,9	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	49,1	40,5	37,2	37,5	36,3	35,3	38,2	40,9	44,3	47,8	51,2	54,5	57,5	60,3	62,9	65,4	67,6
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	51,0	41,0	39,3	41,6	38,7	37,2	39,0	41,2	44,5	47,8	51,2	54,5	57,5	60,3	62,9	65,4	67,6
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	15,8	16,5	16,8	19,9	19,6	17,0	24,6	25,7	26,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	12,3	14,3	14,5	16,1	18,4	20,0	20,1	20,1	19,1	18,1	17,4	16,8	16,3	15,7	15,2	14,7	14,2
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,9	14,5	13,9	13,8	17,2	19,2	19,6	20,6	19,7	18,1	17,4	16,8	16,3	15,7	15,2	14,7	14,2
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	0,0	0,0	43,5	57,7	68,3	81,3	82,9	87,8	90,6	90,3	91,4	92,6	94,0	95,4	97,0	98,7	100,6
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	25,2	41,6	48,8	72,0	100,5	119,0	128,4	135,0	135,8	136,4	141,0	145,7	150,7	155,8	161,2	166,7	172,5
51	в том числе: из переходящих скважин	23,9	40,7	44,3	58,3	87,8	107,7	121,3	132,3	134,3	136,4	141,0	145,7	150,7	155,8	161,2	166,7	172,5
52	из новых скважин	1,3	0,8	4,5	13,7	12,7	11,3	7,1	2,7	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	16,8	35,7	42,7	72,0	100,5	119,0	128,4	135,0	135,8	136,4	141,0	145,7	150,7	155,8	161,2	166,7	172,5
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	40,9	82,5	131,3	203,2	303,7	422,7	551,0	686,1	821,9	958,3	1099,3	1245,0	1395,7	1551,5	1712,6	1879,4	2051,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	21,2	45,9	76,5	121,5	185,5	262,5	341,9	421,7	497,3	568,5	637,2	703,6	767,7	829,6	889,3	947,1	1002,9
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,002	0,005	0,008	0,013	0,019	0,028	0,036	0,044	0,052	0,060	0,067	0,074	0,081	0,087	0,093	0,099	0,105
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	2,4	4,0	6,3	9,6	13,6	17,7	21,8	25,8	29,5	33,0	36,5	39,8	43,0	46,1	49,1	52,0

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	1,3	1,6	2,3	3,3	4,0	4,1	4,1	3,9	3,7	3,6	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	2,9
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	1,3	1,6	2,4	3,5	4,4	4,8	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,6	5,7
60	Закачка воды, тыс.м^3	0,0	0,0	7,1	29,5	47,3	56,4	71,1	120,1	171,9	187,9	190,2	192,7	195,5	198,5	201,9	205,4	209,3
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м^3	0,0	0,0	7,1	36,6	84,0	140,4	211,4	331,6	503,5	691,4	881,5	1074,2	1269,7	1468,2	1670,1	1875,5	2084,8
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	10,0	28,0	32,0	32,0	38,0	62,0	90,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	3,8	12,5	19,1	22,8	26,3	33,2	42,4	50,2	56,3	61,1	64,9	68,2	70,9	73,2	75,3
64	Газовый фактор, м^3/т	2654,5	2330,9	2046,7	1797,2	1578,1	1420,8	1306,6	1232,0	1161,7	1095,3	1032,8	973,8	918,2	865,8	816,3	769,7	725,7
65	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	34,091	57,725	62,636	80,856	100,990	109,363	103,705	98,312	87,900	77,973	70,972	64,612	58,833	53,580	48,804	44,462	40,512
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	59,291	117,016	179,652	260,508	361,498	470,861	574,565	672,877	760,778	838,750	909,722	974,334	1033,167	1086,747	1135,551	1180,013	1220,525

Продолжение таблицы 8.1.3

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	54,0	50,2	45,5	41,7	39,6	38,3	37,1	35,9	34,7	33,6	32,5	31,5	30,5	29,5	28,6	27,7
2	в том числе: из переходящих скважин	54,0	50,2	45,5	41,7	39,6	38,3	37,1	35,9	34,7	33,6	32,5	31,5	30,5	29,5	28,6	27,7
3	из 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	механизированным способом	54,0	50,2	45,5	41,7	39,6	38,3	37,1	35,9	34,7	33,6	32,5	31,5	30,5	29,5	28,6	27,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, 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	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых 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
18	Расчетная добыча нефти из новых 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	55,8	54,0	50,2	45,5	41,7	39,6	38,3	37,1	35,9	34,7	33,6	32,5	31,5	30,5	29,5	28,6
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	55,8	54,0	50,2	45,5	41,7	39,6	38,3	37,1	35,9	34,7	33,6	32,5	31,5	30,5	29,5	28,6
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	54,0	50,2	45,5	41,7	39,6	38,3	37,1	35,9	34,7	33,6	32,5	31,5	30,5	29,5	28,6	27,7
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,9	-3,8	-4,7	-3,9	-2,1	-1,3	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,4	-7,0	-9,3	-8,5	-5,1	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2
25	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	8	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	9	8	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	9	8	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	45,3	47,9	50,6	53,5	58,6	60,8	63,0	65,4	67,8	70,3	73,0	75,7	78,5	81,5	84,5	87,7
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	45,3	47,9	50,6	53,5	58,6	60,8	63,0	65,4	67,8	70,3	73,0	75,7	78,5	81,5	84,5	87,7
43	Средний дебит 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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	69,8	71,6	73,5	75,5	77,2	78,7	80,1	81,4	82,7	83,8	84,9	85,9	86,9	87,7	88,6	89,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	69,8	71,6	73,5	75,5	77,2	78,7	80,1	81,4	82,7	83,8	84,9	85,9	86,9	87,7	88,6	89,3
46	Средняя обводненность продукции 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
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,7	13,6	13,4	13,1	13,4	13,0	12,5	12,1	11,7	11,4	11,0	10,7	10,3	10,0	9,7	9,4
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	13,7	13,6	13,4	13,1	13,4	13,0	12,5	12,1	11,7	11,4	11,0	10,7	10,3	10,0	9,7	9,4
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	102,6	100,4	96,2	93,9	94,5	96,9	99,4	102,1	104,9	107,9	111,0	114,2	117,6	121,2	124,9	128,8
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	178,6	177,0	171,9	170,3	173,3	179,7	186,4	193,3	200,5	208,0	215,7	223,8	232,1	240,8	249,9	259,3
51	в том числе: из переходящих скважин	178,6	177,0	171,9	170,3	173,3	179,7	186,4	193,3	200,5	208,0	215,7	223,8	232,1	240,8	249,9	259,3
52	из 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
53	механизированным способом	178,6	177,0	171,9	170,3	173,3	179,7	186,4	193,3	200,5	208,0	215,7	223,8	232,1	240,8	249,9	259,3
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2230,5	2407,4	2579,4	2749,6	2923,0	3102,7	3289,1	3482,4	3682,9	3890,9	4106,6	4330,3	4562,5	4803,3	5053,2	5312,5
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1056,9	1107,1	1152,6	1194,3	1233,9	1272,2	1309,2	1345,1	1379,8	1413,4	1446,0	1477,5	1508,0	1537,5	1566,1	1593,9
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,111	0,116	0,121	0,125	0,129	0,133	0,137	0,141	0,145	0,148	0,152	0,155	0,158	0,161	0,164	0,167
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	54,8	57,4	59,7	61,9	63,9	65,9	67,8	69,7	71,5	73,2	74,9	76,6	78,1	79,7	81,1	82,6
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	2,6	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	5,8	5,7	5,5	5,4	5,4	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	7,0	7,3	7,6
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	213,4	208,9	200,2	195,5	196,6	201,6	206,9	212,4	218,3	224,4	230,8	237,6	244,7	252,1	259,9	268,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	2298,3	2507,1	2707,4	2902,8	3099,4	3301,0	3507,9	3720,3	3938,6	4163,0	4393,8	4631,4	4876,1	5128,2	5388,1	5656,1
62	Компенсация отборов: 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
63	с начала разработки, %	77,0	78,5	79,8	80,9	81,9	82,8	83,7	84,4	85,2	85,9	86,5	87,1	87,7	88,2	88,7	89,2
64	Газовый фактор, $м^3$/т	684,3	645,2	608,4	573,6	540,9	510,0	480,9	453,4	427,5	403,1	380,1	358,4	337,9	318,6	300,4	283,3
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	36,918	32,388	27,708	23,913	21,405	19,531	17,823	16,265	14,845	13,550	12,369	11,292	10,309	9,412	8,594	7,847
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1257,444	1289,832	1317,540	1341,453	1362,857	1382,388	1400,211	1416,476	1431,321	1444,872	1457,241	1468,532	1478,841	1488,253	1496,847	1504,694

Продолжение таблицы 8.1.3

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	26,8	26,0	25,2	24,4	23,6	22,9	22,2	21,5	20,8	20,2	19,5	18,9	18,3	17,8	17,2	16,7
2	в том числе: из переходящих скважин	26,8	26,0	25,2	24,4	23,6	22,9	22,2	21,5	20,8	20,2	19,5	18,9	18,3	17,8	17,2	16,7
3	из 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	механизированным способом	26,8	26,0	25,2	24,4	23,6	22,9	22,2	21,5	20,8	20,2	19,5	18,9	18,3	17,8	17,2	16,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, 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	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых 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
18	Расчетная добыча нефти из новых 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	27,7	26,8	26,0	25,2	24,4	23,6	22,9	22,2	21,5	20,8	20,2	19,5	18,9	18,3	17,8	17,2
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	27,7	26,8	26,0	25,2	24,4	23,6	22,9	22,2	21,5	20,8	20,2	19,5	18,9	18,3	17,8	17,2
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	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
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	26,8	26,0	25,2	24,4	23,6	22,9	22,2	21,5	20,8	20,2	19,5	18,9	18,3	17,8	17,2	16,7
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-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
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,2	-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	-3,1	-3,1
25	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	91,0	94,4	98,0	101,7	105,5	109,5	113,7	118,0	122,5	127,1	132,0	137,0	142,2	147,7	153,3	159,2
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	91,0	94,4	98,0	101,7	105,5	109,5	113,7	118,0	122,5	127,1	132,0	137,0	142,2	147,7	153,3	159,2
43	Средний дебит 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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	90,0	90,7	91,3	91,9	92,4	92,9	93,4	93,8	94,3	94,6	95,0	95,3	95,6	95,9	96,2	96,4
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	90,0	90,7	91,3	91,9	92,4	92,9	93,4	93,8	94,3	94,6	95,0	95,3	95,6	95,9	96,2	96,4
46	Средняя обводненность продукции 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
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,1	8,8	8,5	8,2	8,0	7,7	7,5	7,3	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	6,0	5,8	5,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9,1	8,8	8,5	8,2	8,0	7,7	7,5	7,3	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	6,0	5,8	5,7
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	132,9	137,2	141,6	146,3	151,2	156,2	161,5	167,1	172,8	178,8	185,1	191,6	198,3	205,4	212,8	220,4
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	269,0	279,2	289,7	300,7	312,0	323,9	336,1	348,9	362,1	375,9	390,2	405,1	420,5	436,6	453,2	470,5
51	в том числе: из переходящих скважин	269,0	279,2	289,7	300,7	312,0	323,9	336,1	348,9	362,1	375,9	390,2	405,1	420,5	436,6	453,2	470,5
52	из 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
53	механизированным способом	269,0	279,2	289,7	300,7	312,0	323,9	336,1	348,9	362,1	375,9	390,2	405,1	420,5	436,6	453,2	470,5
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	5581,5	5860,7	6150,4	6451,1	6763,1	7087,0	7423,1	7772,0	8134,1	8510,1	8900,3	9305,4	9725,9	10162,4	10615,7	11086,2
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1620,7	1646,7	1671,8	1696,2	1719,8	1742,7	1764,9	1786,4	1807,2	1827,3	1846,9	1865,8	1884,2	1902,0	1919,2	1935,9
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,170	0,173	0,175	0,178	0,180	0,183	0,185	0,187	0,190	0,192	0,194	0,196	0,198	0,200	0,201	0,203
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	84,0	85,3	86,6	87,9	89,1	90,3	91,4	92,6	93,6	94,7	95,7	96,7	97,6	98,5	99,4	100,3
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,0	8,4	8,9	9,4	10,1	10,9	11,8	13,0	14,5	16,4	19,0	22,8	28,6	38,8	61,4	154,5
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	276,5	285,4	294,7	304,4	314,5	325,1	336,1	347,6	359,5	372,0	385,0	398,6	412,7	427,4	442,7	458,6
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	5932,6	6218,0	6512,7	6817,1	7131,6	7456,6	7792,7	8140,3	8499,8	8871,8	9256,8	9655,4	10068,0	10495,4	10938,0	11396,6
62	Компенсация отборов: 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
63	с начала разработки, %	89,6	90,1	90,5	90,9	91,2	91,6	91,9	92,2	92,5	92,8	93,1	93,4	93,6	93,9	94,1	94,3
64	Газовый фактор, $м^3$/т	267,1	251,8	237,5	223,9	211,1	199,1	187,7	177,0	166,9	157,3	148,4	139,9	131,9	124,4	117,3	110,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	7,166	6,545	5,977	5,459	4,986	4,555	4,161	3,801	3,473	3,173	2,899	2,649	2,420	2,212	2,021	1,847
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	1511,860	1518,405	1524,382	1529,841	1534,828	1539,382	1543,543	1547,344	1550,817	1553,990	1556,889	1559,537	1561,957	1564,169	1566,190	1568,037

Таблица 8.1.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по возвратному объекту МКТ. Вариант 2 рекомендуемый

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, 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
2	в том числе: из 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	0,0
3	из 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	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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 новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, 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
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых 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
18	Расчетная добыча нефти из новых 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, 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
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, 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	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, 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
23	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
24	Процент изменения добычи нефти из 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	0,0
25	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих 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
42	Средний дебит переходящих 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
43	Средний дебит 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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средняя обводненность продукции 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
47	Средний дебит действующих 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
48	Средний дебит 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
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/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
50	Добыча жидкости, всего, 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

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
51	в том числе: из 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	0,0
52	из 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
53	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, 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
55	Добыча нефти с начала разработки, 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
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	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
57	Отбор от утвержденных 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
58	Темп отбора от начальных утвержденных 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
59	Темп отбора от текущих утвержденных 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
60	Закачка воды, тыс.м^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	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м^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	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: 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
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м^3/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
65	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	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
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	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

Продолжение таблицы 8.1.4

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	3,2	6,0	5,6	5,2	4,9	4,5	4,2	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	6,0	5,6	5,2	4,9	4,5	4,2	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6
3	из новых скважин	0,0	0,0	3,2	0,0	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	механизированным способом	0,0	0,0	3,2	6,0	5,6	5,2	4,9	4,5	4,2	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	19,6	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
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	5,6	5,2	4,9	4,5	4,2	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	6,4	6,0	5,6	5,2	4,9	4,5	4,2	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	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
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	6,0	5,6	5,2	4,9	4,5	4,2	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	-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
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	2,9	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	26,0	27,0	28,0	29,1	30,2	31,4	32,6	33,9	35,2	36,6	38,0	39,4	41,0	42,6
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	27,0	28,0	29,1	30,2	31,4	32,6	33,9	35,2	36,6	38,0	39,4	41,0	42,6
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	24,6	32,3	39,2	45,5	51,0	56,1	60,6	64,6	68,2	71,5	74,4	77,0	79,4	81,5
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	32,3	39,2	45,5	51,0	56,1	60,6	64,6	68,2	71,5	74,4	77,0	79,4	81,5
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	24,6	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
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	19,6	18,3	17,0	15,9	14,8	13,8	12,9	12,0	11,2	10,4	9,7	9,1	8,5	7,9
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	18,3	17,0	15,9	14,8	13,8	12,9	12,0	11,2	10,4	9,7	9,1	8,5	7,9
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/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
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	4,3	8,9	9,2	9,6	9,9	10,3	10,7	11,1	11,6	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	8,9	9,2	9,6	9,9	10,3	10,7	11,1	11,6	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0
52	из новых скважин	0,0	0,0	4,3	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
53	механизированным способом	0,0	0,0	4,3	8,9	9,2	9,6	9,9	10,3	10,7	11,1	11,6	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	0,0	0,0	4,3	13,1	22,3	31,9	41,8	52,1	62,9	74,0	85,5	97,6	110,0	123,0	136,4	150,4
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	0,0	0,0	3,2	9,2	14,8	20,0	24,9	29,4	33,6	37,6	41,3	44,7	47,9	50,9	53,6	56,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,000	0,000	0,006	0,018	0,029	0,040	0,049	0,058	0,067	0,075	0,082	0,089	0,095	0,101	0,107	0,112
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	4,4	12,6	20,3	27,4	34,1	40,3	46,1	51,5	56,5	61,2	65,6	69,7	73,5	77,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	4,4	8,2	7,7	7,1	6,7	6,2	5,8	5,4	5,0	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	4,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,4	9,7	10,0	10,4	10,8	11,3	11,9	12,5	13,4
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	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	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	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	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: 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
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, $м^3$/т	0,0	0,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,000	0,000	0,441	0,822	0,766	0,714	0,666	0,621	0,579	0,540	0,503	0,469	0,438	0,408	0,380	0,355
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	0,000	0,000	0,441	1,262	2,028	2,742	3,408	4,029	4,608	5,148	5,651	6,120	6,558	6,966	7,346	7,701

Продолжение таблицы 8.1.4

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	в том числе: из переходящих скважин	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из 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	механизированным способом	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, 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	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетное время работы новых 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
18	Расчетная добыча нефти из новых 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,7	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-53,2	-100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	44,2	45,9	47,7	49,5	51,5	53,5	55,5	57,7	59,9	62,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	44,2	45,9	47,7	49,5	51,5	53,5	55,5	57,7	59,9	62,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит 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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	83,4	85,1	86,6	88,0	89,2	90,3	91,3	92,2	93,0	93,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	83,4	85,1	86,6	88,0	89,2	90,3	91,3	92,2	93,0	93,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя обводненность продукции 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
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	7,3	6,9	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,5	4,2	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	7,3	6,9	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,5	4,2	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/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
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	14,5	15,1	15,7	16,3	16,9	17,6	18,2	18,9	19,7	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	в том числе: из переходящих скважин	14,5	15,1	15,7	16,3	16,9	17,6	18,2	18,9	19,7	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	из 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
53	механизированным способом	14,5	15,1	15,7	16,3	16,9	17,6	18,2	18,9	19,7	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	164,9	180,0	195,7	212,0	228,9	246,4	264,7	283,6	303,3	313,6	313,6	313,6	313,6	313,6	313,6	313,6
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	58,6	60,9	63,0	64,9	66,8	68,5	70,0	71,5	72,9	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,117	0,121	0,125	0,129	0,133	0,136	0,139	0,142	0,145	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	80,3	83,4	86,3	89,0	91,5	93,8	96,0	98,0	99,9	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,3	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3	2,2	2,0	1,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	14,4	15,7	17,3	19,5	22,6	27,3	35,0	50,1	93,7	697,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	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	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	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	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: 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
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, $м^3$/т	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,331	0,308	0,287	0,268	0,250	0,233	0,217	0,203	0,189	0,088	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	8,032	8,340	8,628	8,896	9,146	9,379	9,596	9,798	9,987	10,076	10,076	10,076	10,076	10,076	10,076	10,076

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Алибекмола предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин и керна;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Алибекмола определены на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых 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.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота

измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную).

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Периодичность замеров обводненности по скважинам – ежемесячно.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, эксплуатируемых при высоких забойных давлениях и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, разрабатываемым при низких забойных давлениях, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измерение производится ежеквартально. Газовый фактор на скважинах, разрабатываемые при низких пластовых давлениях, определяется один раз в месяц.

На месторождении Алибекмола применяется измерительные установки «ОЗНА-Импульс» и «ОЗНА-Массомер» основанные на принципе трехфазного гидростатического измерения и на принципе измерения разделенных потоков газа и жидкости массовыми кориолисовыми расходомерами и определения обводненности продукции скважин поточным влагомером или косвенным методом.

Для замера дебитов скважин на кустах на месторождениях используются автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), которые осуществляют их поочередный замер. Дебит самого куста слагается из входящих в него скважин. Так как дебиты скважин непостоянны, а замер их производится периодически, причём время замера зависит от дебита, то оценить погрешность при таком способе измерений не представляется возможным. Поэтому подобные АГЗУ по сути являются индикаторными, а не измерительными установками.

С точки зрения более точного определения расходов нефти, газа и воды служат многофазные счётчики, основанные на гамма-излучениях, которые позволяют осуществлять непрерывные измерения дебитов отдельных фаз и фракционного состава многофазных потоков практически любой сложности.

Исходя из вышесказанного рекомендуется проведения индивидуальных замеров с применением многофазных замерных установок для точного учета объема газа по каждой скважине.

Определение пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

В переходящих добывающих и нагнетательных скважинах необходимо проводить систематические замеры пластового давления и температуры с периодичностью – не реже 1 раза в квартал, согласно опорной сети действующего фонда. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

В рамках действующего проектного документа для более точной оценки энергетического состояния залежей месторождения составлена опорная сеть скважин, по которым рекомендовано проведение прямых замеров давлений и замеров статических уровней жидкости в 21 скважинах (№№300, 305, 311, 323, 102, 109, 28, 107, 3А, 118, 121, 119, 127, 130, 12В, 121, 141, 148, 320, 27, 143).

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Гидродинамические исследования пластов и скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения рекомендуется проведение следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

• Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;

• Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;

• Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ) выполняются по каждой новой скважине после ввода её в эксплуатацию.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования скважин методом установившихся отборов

Данные исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, так и систематически – по действующим добывающим и нагнетательным скважинам опорной сети не реже одного раза в два года.

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров.

При технической невозможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационной характеристике предлагается продолжить проведение исследований МУО не менее чем на

3-х режимах прямым и обратным ходом, с отработкой на каждом режиме двое суток. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность.

Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Для исследований выбираются минимум две скважины. Одна из них, по которой производится контролируемое изменение дебита, называется возмущающей, другая, в которой наблюдается изменение забойного давления, вызванное данным возмущением, называется реагирующей.

Наиболее простым с точки зрения технологии исследования и интерпретации результатов является изменение дебита возмущающей скважины на постоянную величину или изменение дебита по периодическому закону.

Метод позволяет определить коэффициент пьезопроводности пласта в зоне между скважинами, не используя при обработке дополнительных данных.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Контроль за разработкой скважин направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Исходя из условий разработки месторождения на современном этапе основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются:

- Определение положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности;
- Определение профиля притока и характера поступающего флюида;
- Определение профилей приемистости;
- Оценка технического состояния скважин.

Основными задачами геофизических исследований является: изучение геолого-геофизического разреза скважин, выделение реперов и корреляция разрезов, литологическое расчленение разреза, определение границ пластов, последовательности и закономерности залегания однотипных пластов, и прослеживание по площади, выделение

в разрезе пластов-коллекторов, разделение коллекторов по характеру насыщенности (нефть, вода).

Контроль технического состояния эксплуатационной колонны и цементного камня в затрубном пространстве

В каждой законченной строительством и вступающей в эксплуатацию скважине необходимо выполнить исследования по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и качества цементажа. Выполняются следующие виды исследования по всему стволу: ГК, ЛК, ВТ, АКЦ. В случае подозрения на негерметичность колонны комплекс специальных исследований определяется поставленной задачей.

Для контроля технического состояния скважины и состояния колонн, проводится определение таких характеристик, как: глубина спуска колонны, повреждение обсадной колонны (деформация, разрушение, провал и поглощение), изменение диаметра скважины, коррозия НКТ и обсадной колонны, качество перфорации и тампонажа, изоляции. Периодичность проведения ГИС-контроля - по мере необходимости.

Контроль за текущим положением ВНК

«Контроль перемещения ВНК проводят, сравнивая текущее положение контактов с существовавшим в начале разработки. Положения ВНК определяют методами КС, БК и ИК по снижению УЭС в специальных оценочных или еще необсаженных эксплуатационных скважинах. В обсаженных скважинах положение контактов контролируется с помощью стационарных и импульсных нейтронных методов.

Исследования профиля притока

Проводятся разовые исследования по всем новым добывающим скважинам, а также скважинам до и после проведения ГТМ, связанных с воздействием на призабойную зону, и по переходящим добывающим скважинам - по мере необходимости.

Так как на месторождении основное количество добывающих скважин оборудовано ЭЦН, которое технически усложняет спуск прибора профиля притока. Поэтому рекомендуется применение байпасной системы (Y-Tool) для получения доступа к стволу скважины ниже установки ЭЦН без необходимости ее извлечения. Это позволяют исследовать пласты в вертикальных, направленных и горизонтальных скважинах со снятием параметров в режиме реального времени с использованием геофизического кабеля или ГНКТ, активировать-деактивировать пакерные компоновки, спускать спец. инструмент для проведения работ с пакерным оборудованием, перемещать приборы по схеме «ЭЦН–забой–ЭЦН» приработающей установке и параллельно снимать параметры работы скважины.

Исследования профиля приемистости

Исследования проводятся разовые по всем новым нагнетательным скважинам, а также скважинам до и после проведения ГТМ, связанных с изменением состояния призабойной зоны, и систематические – по действующим нагнетательным скважинам не реже одного раза в год.

На месторождении в целях *интенсификации притока жидкости* к скважине, а также увеличения приемистости в нагнетательных скважинах был проведен ряд геолого-технических мероприятий:

Глино-кислотная обработка (ГКО);

- Изоляция водоносных горизонтов;
- Дополнительный прострел, переход на другой интервал.

Также на месторождении был проведен ряд переводов скважин с помощью подрядных фирм и своими силами НГДУ, в частности:

- Перевод скважин под нагнетание;
- Ввод нагнетательных скважин в эксплуатацию;
- Ввод из бездействия;
- Ввод из консервации.

Также по нагнетательным скважинам следует проводить ПГИС для выявления работающих и отсутствующих в работе интервалов, по результатам чего проводить работы по выравниванию профиля приемистости (ВПП), так как ВПП обеспечивает выработку остаточной нефти из тупиковых зон высокопроницаемых пропластков.

Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и

температуры;

• исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;

• физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти». Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам, ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при Рзаб>Рнас и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

Гидрохимические исследования

При проектировании и разработке нефтегазовых месторождений для определения ресурсов для заводнения, подсчета запасов, контроля за заводнением и обводненностью залежей необходимо изучение состава и свойств подземных вод. Изменение экологических условий недр, происходящее вследствие эксплуатации месторождения, вызывает необходимость контроля за составом и свойствами вод, участвующих в технологическом процессе с целью прогнозирования техногенных гидрохимических процессов.

Контроль за составом и свойствами вод на месторождении Алибекмола необходимо вести по следующим направлениям:

- исследование свойств и качества нагнетаемой в пласт воды;
- исследование попутных вод нефтяных пластов.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (pH), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^-; $SO4^{2-}$; $HCO3^-$; Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^++K^+), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
4. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных $CO2$, $H2S$, кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

Рекомендуемый комплекс исследований скважин по контролю за процессом разработки представлен в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин
1	Замер дебитов жидкости / приемистость	Во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам:1 раз в месяц
2	Определение обводненности продукции	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования:1 раз в месяц
3	Определение пластового давления и температуры	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по действующим скважинам (50% фонда): 1 раз в год
4	Определение забойного давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: 1 раз в квартал
5	Исследования на установившихся и неустанвившихся режимах фильтрации	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: по необходимости
6	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ; по действующим скважинам: по необходимости
7	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
8	Определение профиля поглощения	
9	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)
10	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

10.1 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана окружающей и природной среды» «Дополнение №2 к проекту разработки месторождения Алибекмола» выполнен управлением экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию (№03042Р от 07.04.2026 г на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.;

Климатические условия расположения месторождения

Климат района резко континентальный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль): плюс 30,1°С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь): минус 15,1°С.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района на месторождении Алибекмола представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции.

Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-8,6 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	31,9 градуса тепла
Среднегодовая температура воздуха	9,6°С
Среднегодовая скорость ветра за год	3,9 м/с
Количество выпавших осадков в холодный период	126 мм
Количество выпавших осадков в жаркий период	87,3 мм

Таблица 10.1.2 – Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)

Год	Макс скорость ветра	Штиль	Сред скорость ветра	Повторяемость направлений в процентах и средняя скорость (С) по румбам															
				С		СВ		В		ЮВ		Ю		ЮЗ		З		СЗ	
				П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С
2025	21	257	2,2	7	2,0	9	2,2	15	2,3	21	2,3	12	2,6	13	2,6	13	2,4	10	2,3

Таблица 10.1.3 – Повторяемость направления ветра и штилей (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
7	9	15	21	12	13	13	10

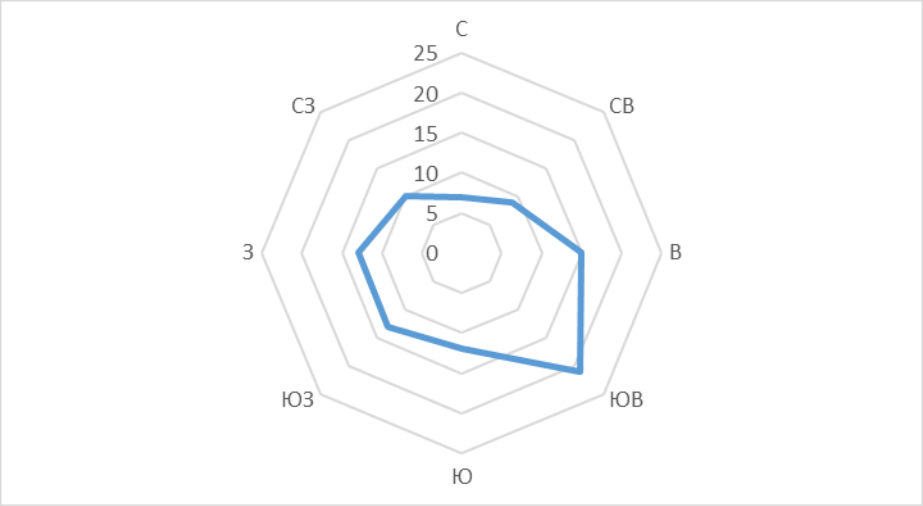


Рисунок 10.1.1 - Роза ветров

Организация контроля над выбросами

Контроль осуществляется за следующими компонентами окружающей среды:

- атмосферный воздух;
- подземные и поверхностные воды;
- почвенный покров;
- радиационный мониторинг промышленного объекта.

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, углеводороды, сероводород, пыль.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны на месторождении Алибекмола за 2025г представлены в таблице 10.1.5.

Таблица 10.1.4 – Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2023 год

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/м^3				Норма ПДК м.р., мг/м^3	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал			
Месторождение Алибекмола граница СЗЗ								
Северная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Северо-восточная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Восточная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Юго-восточная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Южная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-

	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Юго-западная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Западная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Северо-западная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождении Алибекмола показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;

обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;

усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;

ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Согласно Санитарно-эпидемиологическому заключению №Z.02.X.KZ91VBS00069597 на Проект «Обоснования изменения санитарно-защитной зоны для ТОО «Казахойл Актобе» месторождение Алибекмола», Отчету «Оценка риска здоровью населения для обоснования расчетных размеров санитарно-защитной зоны ТОО «Казахойл Актобе» месторождение Алибекмола» размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для месторождения Алибекмола составляет не менее 1050 м.

Концентрации загрязняющих веществ на территории близлежащего населенного пункта не превышают нормативных требований к предельно-допустимым концентрациям для населенных мест..

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории характеризуется отсутствием водотоков с постоянным стоком за исключением р. Эмба (Жем), протекающей в 2-километрах западнее месторождения, и ее притока Шатырлысай, протекающего в 6 километрах северо-восточнее месторождения. Многие водотоки являются временными, в

которых поверхностный сток появляется лишь весной и осенью в течение 1-2 месяцев в период половодья. Временные водотоки относятся к бассейну Каспийского моря.

Гидрологический режим рек характеризуется следующими особенностями:

Летне-осенний минимум среднего месячного стока рек приходится на август-сентябрь; зимний – на февраль. Норма минимального среднемесячного стока в летне-осеннюю межень составляет 0,024 л/сек с 1 км^2. Летние дожди почти не оказывают влияния на величину меженного стока и лишь осадки, выпадающие в октябре-ноябре, когда испарение становиться значительно меньшим, обычно несколько увеличивают расходы воды потоков.

Река Эмба (Жем) берет начало в межгорной котловине, разделяющей западное и восточное крылья главного Мугаджарского хребта, и заканчивается в ссорах и солончаках, донеся свои воды до Каспия лишь в половодья, через отдельные рукава – «узяки». Река в основном используется для нужд водопотребления населения, орошения и водопоя скота.

Истоки ее находятся на западных склонах Мугаджарских гор, на абсолютной высоте около 350 м. Река не доходит до Каспийского моря и теряется в 10 км к юго-юго-западу от с. Жилая коса.

Длина ее 712 км, при водосборной площади около 40400 км2, в пределах Актюбинской области – 34800 км2. Уклон реки изменяется от 0,16 до 4,4 м/км при среднем значении 0,52 м/км.

Скорость реки изменяется от 0,16-0,3 м/сек в низовьях, до 1-1,3 м/сек в пределах Орь-Илекского водораздела и Мугаджар, особенно во время половодья. Русло реки летом состоит из множества плесов. Пойма и русло песчаные.

Долина реки имеет ширину 2,5-3,0 км, преобладающая высота ее склонов 20-25 м. Склоны сильно изрезаны оврагами с глубиной вреза 10-12 м. Пойма в основном левобережная, ширина ее 1,5-2,0 км. Ширина русла реки варьирует от 60 до 150 м. Глубина реки 0,4-0,8 м, плесов до 10 м.

Примерно в 20 км от моря река образует дельту с несколькими рукавами. Несмотря на значительное протяжение р. Эмба бедна водой. Основными источниками питания реки являются талые снеговые воды, вследствие чего большая часть годового стока (65-93%), а нередко весь его объем (временные водотоки) приходится на весенний период.

Ввиду относительно небольшого углубления русла реки, доля подземного питания незначительна – не более 5-10% годового стока. Подземный сток играет существенную роль в жизни реки: зимой, летом и иногда осенью он является единственным источником питания реки. Зимой эти воды расходуются на льдообразование.

Весной она многоводна, а летом на самом нижнем 100-километровом участке представляет собой ряд разобщенных плесов со стоячей водой. В низовьях реки к концу лета сток прекращается вследствие пересыхания мелководных участков.

Ввиду относительно небольшого углубления русла реки, доля подземного питания незначительна – не более 5-10% годового стока. Подземный сток играет существенную роль в жизни реки: зимой, летом и иногда осенью он является единственным источником питания реки. Зимой эти воды расходуются на льдообразование. Родниковое питание наблюдается в верховьях реки.

Река зимой в низовьях замерзает на всем протяжении. Толщина льда на плесах 0,7-0,8 м. Вскрытие реки происходит в период с 20 марта по 20 апреля. Средняя продолжительность половодья составляет 40-60 дней, спад 30-40 дней. Летняя межень продолжительная (160-190 дней в летнее-осеннее время и 130-150 дней – зимой) и низкая. Осенью уровень реки в реке повышается на 10-15 см, реже на 20-25 см.

Водообильность отложений рассматриваемой территории в значительной степени зависит от климатических условий, главным образом, от количества выпадающих осадков.

Питание подземных вод происходит в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков. Кроме того, на водообильность отдельных горизонтов влияние оказывает подземный сток с гипсометрически более высоких участков, расположенных в северной части территории и за ее пределами.

Производственный экологический контроль водной среды включает:

- наблюдение за состоянием поверхностных вод;
- наблюдение за состоянием подземных вод.

В рамках ПЭК отобрана проба из наблюдательных скважин №М1, №М2, №М3 и скважины №М4.

В отобранных пробах проанализировано содержание следующих показателей качества воды: pH, нефтепродуктов, фенолов, сульфатов, общая жесткость, ионов, нитритов, нитратов. Мониторинг поверхностной воды предусматривал отбор проб с реки Эмбы.

Таблица 10.1.5 - Результаты подземных вод

№	Наименование показателей	ПДК, мг/дм³	Скв №М1	Скв №М2	Скв №М3	Скв М4
I квартал						
1.	pH	Не норм.	7,19	7,07	7,54	7,71
2.	Нефтепродукты суммарно, мг/л	Не норм.	0,037	0,028	0,041	0,049
3.	Фенолы, мг/л	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
4.	Сульфаты, мг/л	Не норм.	163,1	152,8	176,4	164,5
5.	Жесткость общая, мг-экв/л	Не норм.	8,0	6,0	6,2	7,4
6.	Ион аммония, мг/л	Не норм.	0,55	0,59	0,47	0,32
7.	Нитриты, мг/л	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033	<0,0033

8.	Нитраты, мг/л	Не норм.	5,11	5,08	5,17	5,25
II квартал						
1.	pH	Не норм.	7,17	7,05	7,58	7,41
2.	Нефтепродукты суммарно, мг/л	Не норм.	0,041	0,029	0,035	0,026
3.	Фенолы, мг/л	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
4.	Сульфаты, мг/л	Не норм.	163,1	154,3	193,2	148,5
5.	Жесткость общая, мг-экв/л	Не норм.	7,0	6,8	7,2	8,4
6.	Ион аммония, мг/л	Не норм.	0,31	0,54	0,59	0,37
7.	Нитриты, мг/л	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033	<0,0033
8.	Нитраты, мг/л	Не норм.	5,96	5,01	4,88	5,20
III квартал						
1.	pH	Не норм.	7,24	7,16	7,44	7,31
2.	Нефтепродукты суммарно, мг/л	Не норм.	0,039	0,031	0,028	0,021
3.	Фенолы, мг/л	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
4.	Сульфаты, мг/л	Не норм.	]52,6	149,3	169,5	153,2
5.	Жесткость общая, мг-экв/л	Не норм.	6,6	6,0	6,0	8,0
6.	Ион аммония, мг/л	Не норм.	0,29	0,43	0,49	0,48
7.	Нитриты, мг/л	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033	<0,0033
8.	Нитраты, мг/л	Не норм.	4,57	4,96	5,34	5,01
IV квартал						
1.	pH	Не норм.	7,24	7,16	7,44	7,31
2.	Нефтепродукты суммарно, мг/л	Не норм.	0,039	0,031	0,028	0,021
3.	Фенолы, мг/л	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
4.	Сульфаты, мг/л	Не норм.	152,6	149,3	184,1	153,2
5.	Жесткость общая, мг-экв/л	Не норм.	6,6	6,0	7,8	8,0
6.	Ион аммония, мг/л	Не норм.	0,29	0,43	0,61	0,48
7.	Нитриты, мг/л	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033	<0,0033
8.	Нитраты, мг/л	Не норм.	4,57	4,96	4,25	5,01

Вывод: По результатам анализов проб воды, отобранных с наблюдательных скважин, не превышали значения предельно допустимых концентрации.

Таблица 10.1.6 - Результаты поверхностных вод

Точки отбора проб	**Наименование загрязняющих веществ**	**Фактическая концентрация**	**Норма предельно допустимых концентраций**	**Наличие превышения**	**Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки**
I квартал					
река Эмба восточная граница Точка 1	pH	7,21	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	105,9	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,41	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	3,02	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	108,5	350,0	Не превышает	-
река Эмба западная гранца Точка 2	pH	7,07	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	128,4	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,35	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	4,36	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	94,5	350,0	Не превышает	-

II квартал					
река Эмба восточная граница Точка 1	pH	7,15	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	105,2	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,36	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	2,96	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	115,5	350,0	Не превышает	-
река Эмба западная гранца Точка 2	pH	7,14	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	114,5	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,29	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	4,18	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	98,0	350,0	Не превышает	-
III квартал					
река Эмба восточная граница Точка 1	pH	7,24	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	111,1	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,41	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	2,64	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	108,5	350,0	Не превышает	-
река Эмба западная гранца Точка 2	pH	7,05	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	108,6	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,31	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	4,02	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	84,0	350,0	Не превышает	-
IV квартал					
река Эмба восточная граница Точка 1	pH	7,24	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	111,1	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,41	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	2,64	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	108,5	350,0	Не превышает	-
река Эмба западная гранца Точка 2	pH	7,05	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	108,6	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,31	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	4,02	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	84,0	350,0	Не превышает	-

Вывод: По результатам анализов проб воды не превышали значения предельно допустимых концентрации.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 февраля 2023 года № 31934 «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Водоснабжение питьевой и технической водой месторождения Алибекмола осуществляется согласно договору со специализированными организациями, образующиеся в процессе жизнедеятельности персонала сточные воды вывозятся также специализированной организацией.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятии:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин осуществляется ***безамбарным методом.*** Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;

- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов;
- Отработанные аккумуляторы.

Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий

субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территории, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;
- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются;

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом и.о. Министра национальной экономики в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 $м^3$/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/$м^3$;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Мероприятия по радиационной обстановке

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление

в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому настоящим отчетом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).
- Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.
- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.
- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины, вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.
- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.
- Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах).
- В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности» № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 г. с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В рамках утвержденному отчета «ПЗ-2021г» согласно протоколу ГКЗ (Протокол №2297-21-У от 15.04.2021) была составлена программа доизучения Северного свода.

В 2021г ГКЗ РК был утвержден отчет «Программа по доизучению Северной части месторождения Алибекмола на 2021-2027 годы». Согласно данной программы доисследования при дальнейших работах на месторождения недропользователем были запланированы следующие виды работ:

- PVT (исследование глубинных и поверхностных проб) в скважине №304;
- Изучение ФЕС пород-коллекторов в скважине №304;
- Выполнение увязки и интерпретации 3Д сейсмических материалов ТОО «Казахойл Актобе» и ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»;
- Обновление геолого-гидродинамической модели и определение перспектив доизучения/доразведки новых участков;
- С целью выполнения подпункта 3.5 Протокола ГКЗ РК №2591-23-У от 12.09.2023г продолжить отбор пластовых флюидов и анализ глубинных и поверхностных проб пластового флюида, с определением микроэлементов в составе, дифференцировано по залежам для уточнения физико-химических свойств и компонентного состава;
- Дальнейшее расширение горного отвода.

На текущий день часть пунктов согласно программе исследования выполняется.

В дальнейшим необходимо продолжить работу по доисследованию Северного свода. В частности, рекомендуется пробурить одну независимую скважину ОС-1 на площади C_2, и одну зависимую ОС-2 с переводом категории запасов C_2 в категорию C_1. Рассмотреть программу по доизучению северного участка для полноценной оценки геологических запасов и оценки эффективности бурения. Продолжить отбор и исследования глубинных проб нефти в пробуренных скважинах северного участка, изучить ФЕС пород-коллекторов.

Построить/обновить цифровую геологическую модель с учетом выявленных особенностей геологического строения после бурения новых скважин. В дальнейшим необходимо продолжить работу по доисследованию Северного свода.

В настоящее время Северная часть месторождения, за пределами горного отвода принадлежит ТОО «Арал Петролеум Кэпитал», в связи с чем после возврата ими данной территории рекомендуется пробурить одну независимую скважину ОС-1 на площади С2, и одну зависимую ¬ ОС-2 с переводом категории запасов С2 в категорию С1. Рассмотреть программу по доизучению северного участка для полноценной оценки геологических запасов и оценки эффективности бурения.

12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

12.1 Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений

Сложное структурное строение месторождения Алибекмола осложненное взбросами и разломами является результатом тектонических напряжений, приведших к образованию и значительному распространению трещин в коллекторе. Наличие трещин подтверждается исследованиями кернового материала, внутрискважинными микросканерами, трассерными исследованиями, историей добычи (интерференцией) ряда скважин.

Наличие открытой трещиноватости и подобного распространения трещин позволяет классифицировать коллектор месторождения как трещиновато-поровые. Данный вид коллектора характеризуется матричной частью с низкой проницаемостью, где содержатся все основные запасы углеводородов и трещинами высокой проницаемости. Фильтрация в таком случае происходит в основном по трещинам. Разработка такого коллектора заводнением осложнена прорывами воды по системе трещин и низким коэффициентом охвата вытеснением матричных блоков.

Заводнение трещиновато-поровых коллекторов приводит к заполнению трещин водой и прорывам воды к добывающим скважинам, попавшим в систему трещин, без эффективного вытеснения нефти из матричных блоков, которое подтверждается результатами трассерных исследований. Как показывают результаты проведенных трассерных исследований по нагнетательным скважинам №№ 52, 53, 54, 55, 64, 108, 115, 201, 204, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 213, 215, 307, 316, 324, 327 влияние отдельной нагнетательной скважины не ограничивается только соседними, но распространяется и на добывающие скважины на значительном удалении. При этом нагнетательные скважины могут не иметь влияния на соседние скважины, если они не расположены на пути развития трещин. Отмечается сложное геологическое строение залежи для эффективной разработки в виду большого распространения трещин.

В таких случаях дренаж нефти из матрицы в трещину происходит только благодаря давлению внутри самого матричного блока, далее, по мере снижения давления ниже давления насыщения, благодаря энергии растворенного газа. Присутствует так же элемент капиллярной пропитки породы матрицы водой (вытеснение нефти), находящейся в системе трещин. До определенного этапа разработки данного месторождения капиллярная пропитка осуществлялась, хоть и медленно в силу низкой проницаемости породы. Однако по мере закачки воды матричные блоки оказались закрытыми системой высокопроницаемых трещин, заполненных водой. Ввиду того, что градиенты давлений

между репрессией нагнетательной скважины–депрессией добывающей скважины расположенных в одной системе открытых трещин много больше градиента давления на гранях блока с низкой проницаемостью, находящегося в заполненных водой трещинах эти процессы, замедляются значительно.

Разгазирование нефти в пластовых условиях снижает подвижность нефти в блоках еще больше и эффект пропитки минимизируется в текущих пластовых условиях месторождения Алибекмола. Таким образом для тех добывающих скважин, которые попали в единую систему трещин с нагнетательными скважинами действующее заводнение не осуществляет эффективного вытеснения нефти, а для части их еще и препятствует движению нефти из матричных блоков в добывающие скважины.

В связи с этим на месторождении Алибекмола в рамках утвержденной программы геолого-технических мероприятий ТОО "Казахойл Актобе" на 01.07.2025г. были проведены работы по интенсификации добычи нефти: СКО и ПКО

Выполнение мероприятий по СКО

За анализируемый период мероприятия по СКО были проведены на 3-х скважинах месторождения Алибекмола.

Таблица 12.1.1 – Проведение ГТМ по СКО

№ скв.	Месторождения	Вид ГТМ	Дата пуска после ГТМ	С начала года					Ср.прирост	
				Отраб.время, сут	Кал.время, сут	Qж, м3 (абс.)	$Q_н$, т (пар.абс)	К экспл.	Qж, м3/сут	$Q_н$, т/сут
A314	Алибекмола	ВБД + Доп.ПВР+СКО	06.06.2024	149,5	208,0	5577,9	590,2	0,719	37,3	3,9
A306	Алибекмола	Доп.ПВР+СКО	23.03.2025	188,0	253,0	2712,1	1668,9	0,743	8,7	6,6
A103	Алибекмола	СКО	10.06.2025	159,0	174,0	1199,9	380,0	0,914	8,4	3,1

Скважина А314

Скважина была введена в эксплуатацию в 2009 году, пребывала в бездействии с 01.09.2014г. Проведенный вид мероприятия: ввод из бездействия с ПВР+СКО интервалов: 3503-3508 (5м), 3498-3503 (5м), 3493-3498 (5м), 3489-3493 (4м), 3353-3357 (4м), 3349-3353 (4м), 3303-3308 (5м), 3298-3303 (5м), в сумме 37м. Дополнительная добыча на 01.01.2026г 1,2 тыс.тн.

На скважине ГТМ-ы не проводились. По результатам трассерных исследований на скважину нет влияющих нагнетательных скважин. Ближайшие соседние добывающие скважины работают стабильно, дебиты выше 15 т/сут. Несмотря на высокую сосредоточенность остаточных запасов в данном районе, отмечается слабый приток.
18.10.24г остановка УЭЦН по R-0, скважина работает в периодическом режиме 7/5 ч.

Так как скважина была в простое более 10 лет, первые 6 месяцев после запуска скважины отмечается долгое снижение обводненности, со 100% до 80%. Вероятнее всего это обусловлено и тем, что в период бездействия соседняя нагн скв №64 обводнила данный район. Необходимо отметить долгий ВНР. Рекомендуется проведение ГДИС и PLT.

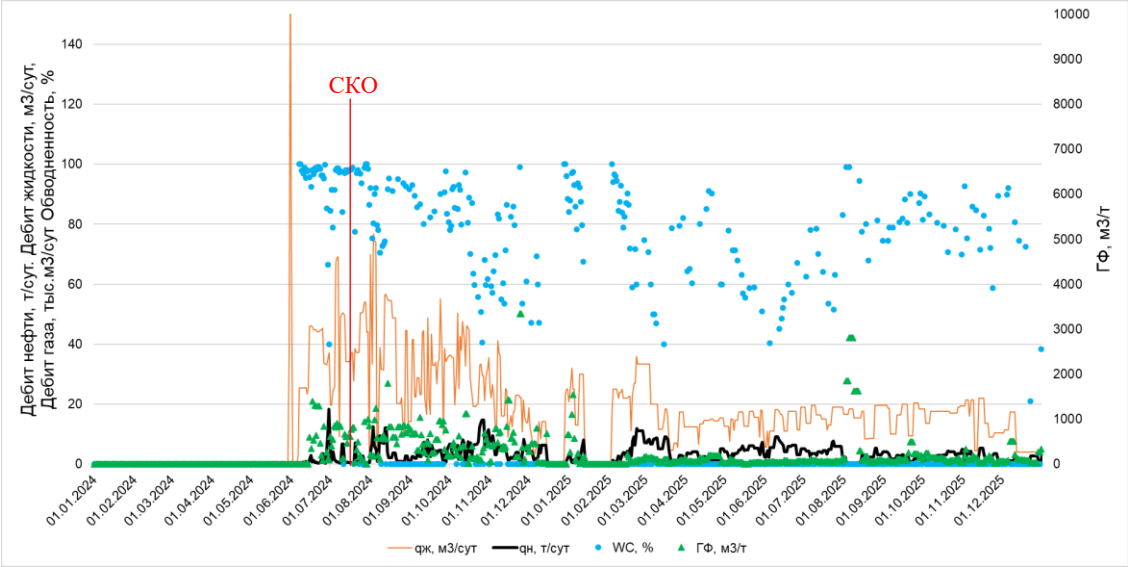


Рисунок 12.1.1 – Основные показатели добычи скважины №А-314

Скважина А306

Скважина вступила в эксплуатацию в 2008 году. Проведенный вид мероприятия: Доп.ПВР+СКО 23.03.2025. Проперфорированные интервалы 3440-3445 (5м.), 3474-3476 (2м.), 3480-3483 (3м.), 3492-3493,1 (1,1м.), 3501,5-3503 (1,5м.), с общей эффективной мощностью 12,6м. Доп.добыча на 01.01.2026г. 1,6 тыс.тн. Скважина до проведения ГТМ была в БД с 17.09.2021г, работала в накоплении 3/6ч., с Рзаб 38атм., с обводненностью 0%. Рекомендуется дальнейшее наблюдение.

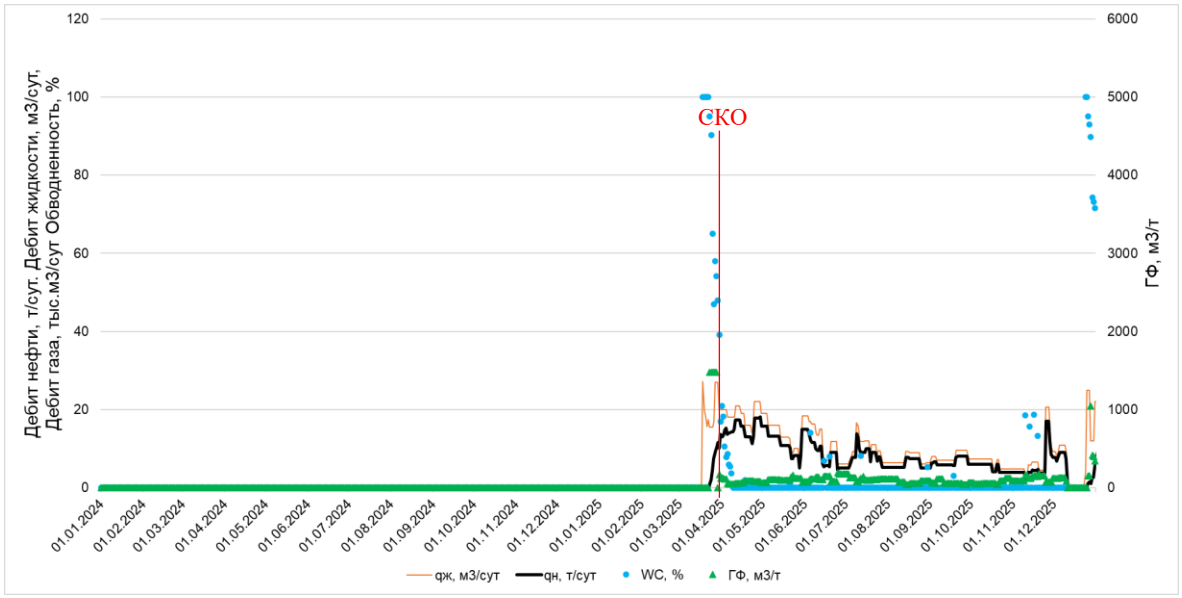


Рисунок 12.1.2 – Основные показатели добычи скважины №А-306

Скважина А103

Скважина вступила в эксплуатацию в 2006 году. Проведенный вид мероприятия СКО 10.06.2025г.: Интервал пенокислотной обработки эксплуатационного горизонта КТ-II-I+КТ-II-II - 3051–3361.5 м (общ.эфф. мощность – 108 м). Доп.добыча на 01.01.2026г. 380 тн. Скважина на дату отчета после ГТМ отработала 17,1 сут. Скважина до ГТМ работала с средним дебитом нефти 3,7т/сут, и дебитом жидкости 4,7т/сут. На дату отчета скважина работает на КЭС 1,5 ч в работе 10,5 часа в накоплении, среднее Рзаб на октябрь 47,6 атм.

Вероятной причиной недостижения запланированного эффекта является низкое пластовое давление в районе расположения скважины, а также ухудшенное энергетическое состояние по скважине, низкое забойное давление до проведения ГТМ.

Рекомендуется дальнейшее наблюдение.

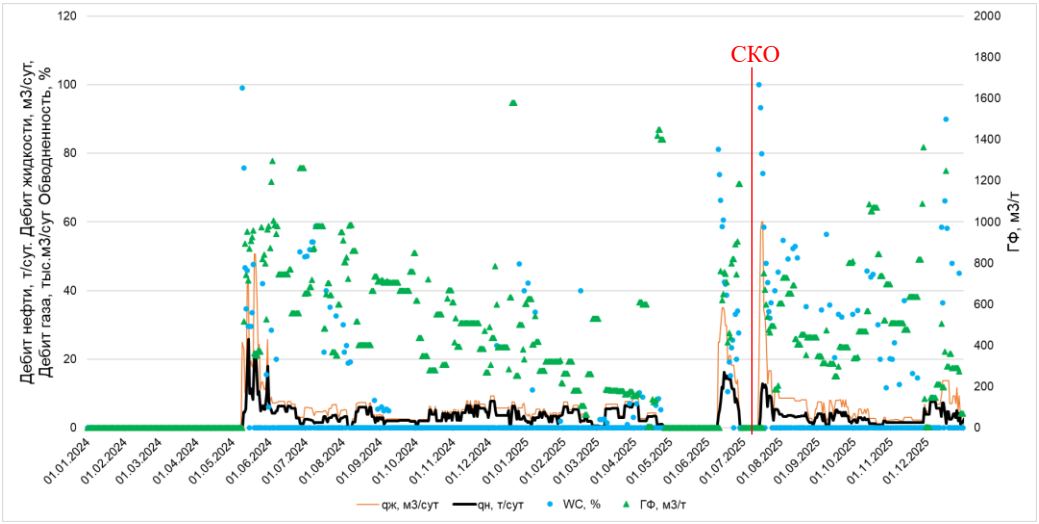


Рисунок 12.1.3 – Основные показатели добычи скважины №А-103

Проведённый анализ эффективности ранее реализованных мероприятий по стимулированию притока СКО месторождениях Алибекмола и Кожасай показал их ограниченную результативность. Отсутствие устойчивого прироста добычи и низкий экономический эффект от проведённых операций свидетельствуют о нецелесообразности дальнейшего применения СКО в сложившихся геолого-технических условиях.

Выполнение мероприятий по ПКО

За анализируемый период мероприятия по ПКО были проведены на скважинах А121, А10А месторождения Алибекмола.

Таблица 12.1.2 – Выполнение ГТМ по ПКО

№	Месторождение	Скважина	Дебит до ПКО			Дебит после ПКО			Дата запуска	Отр. Дни
			Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв., %	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв., %		
1	Алибекмола	А-121	4,40	3,70	1,40	26,90	9,90	1,40	04.12.2024	281
2	Алибекмола	А-10А	5,90	3,90	16,00	27,00	9,80	60,00	28.05.2025	125

Скважина А-121

На скважине А-121 ПКО проведен 23.11.2024г., с последующим запуском 04.12.2024г. с УЭЦН. Пусковой дебит составил 29м3/сут, 5т/сут, 80% обводнённости, пусковой прирост – 1 т/сут, 25 м3/сут. Накопленный средний дебит составляет 9.9 т/сут, 26.9 м3/сут, 60% обводнённости, накопленный прирост составляет – 6.2 т/сут, 22.4 м3/сут. Накопленная добыча – 7559 м3 жидкости, 2790 т нефти. Дополнительная добыча за 301 день работы скважины – 1951 т нефти.

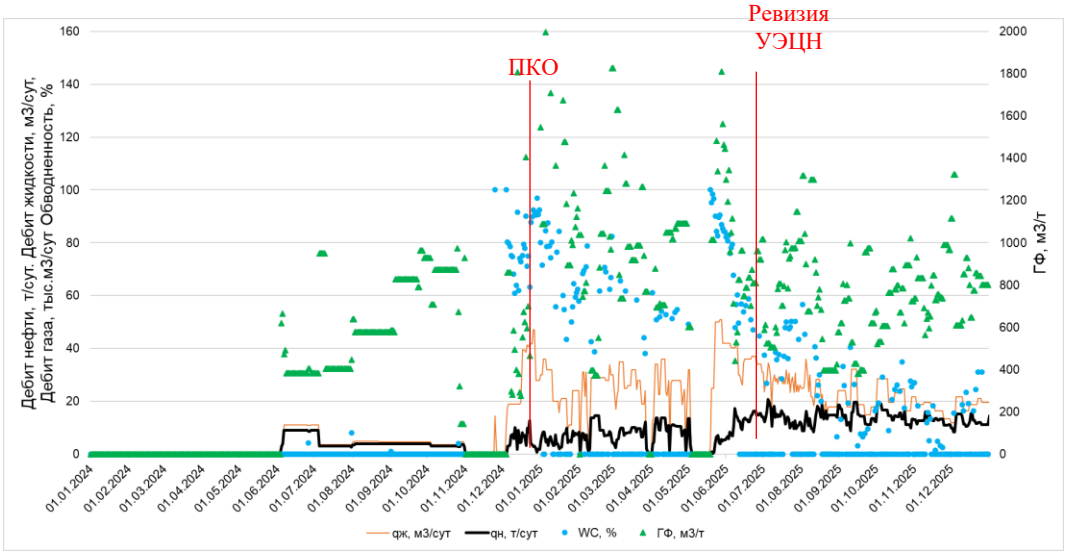


Рисунок 12.1.4 – Основные показатели добычи скважины №А-103

Скважина А-10А

01.02.2025г. была переведена в бездействие/ожидание КРС до ПКО 02.05.2025г. Дополнительная добыча на 01.12.2025г. составила 1541,1 тн. Скважина до ГТМ находилась в БД с 01.02.2025г, работала на КЭС. На дату отчета скважина работает на КЭС 6ч в работе/6ч в накоплении. Рекомендуется дальнейшее наблюдение.

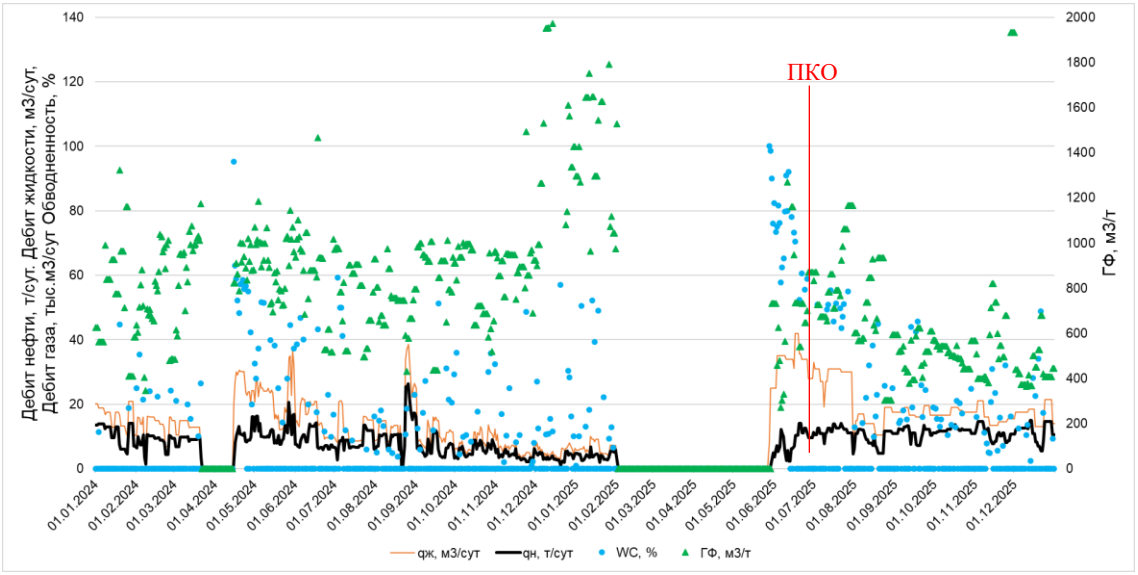


Рисунок 12.1.5 – Основные показатели добычи скважины А10А

Проведённый анализ эффективности ранее реализованных мероприятий по ПКО на месторождении Алибекмола показал их ограниченную результативность. Отсутствие

устойчивого прироста добычи и низкий экономический эффект от проведённых операций свидетельствуют о нецелесообразности дальнейшего применения ПКО.

12.2 Общая информация по участку промышленного внедрения технологии ВПП

Объектом технологии выравнивания профиля приемистости (далее ВПП) является горизонт М-II-3 (объект разработки I). Объект разрабатывается с системой ППД, закачка воды началась в 2009г.

На опытной стадии (ОПИ 2024 года) технология применялась на месторождении Алибекмола в интервалах горизонтов КТ-II-1 и КТ-II-2 (I объект разработки). Всего в рамках ОПИ были охвачены 6 нагнетательных скважин и 24 добывающих реагирующих скважин. По результатам опытных работ были получены следующие фактические показатели:

- Дополнительная добыча нефти составила 3347,3 т при проектной 1800 т;
- Снижение обводненности составило 2,1 %;
- Улучшен профиль приемистости по данным ГИС-к (равномерное распределение закачки по пласту);
- NPV при 11,5% составил 622,8 млн тенге, прирост по сравнению с базой — 128,4 млн тенге;
- PI = 10,7, что свидетельствует о высокой экономической эффективности применения технологии.

По решению НТС КМГ было рекомендовано промышленное внедрение технологий ВПП на м. Алибекмола.

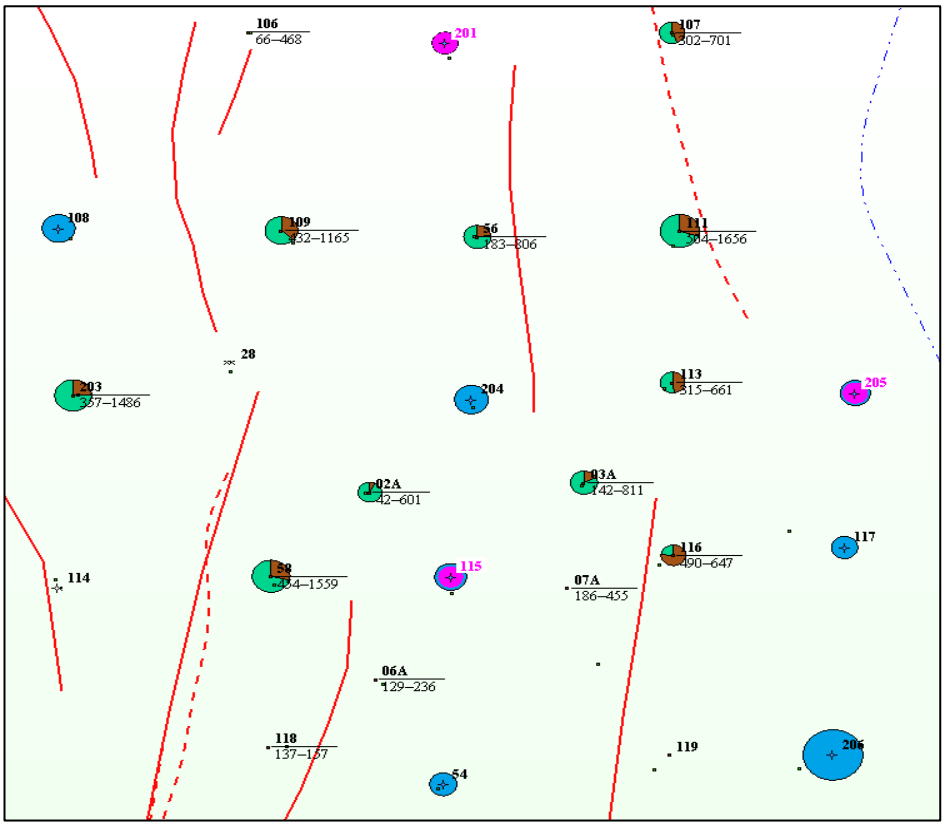


Рисунок 12.2.1 – Карта текущих отборов центрального участка месторождения Алибекмола на 01.01.2026 г., объект I

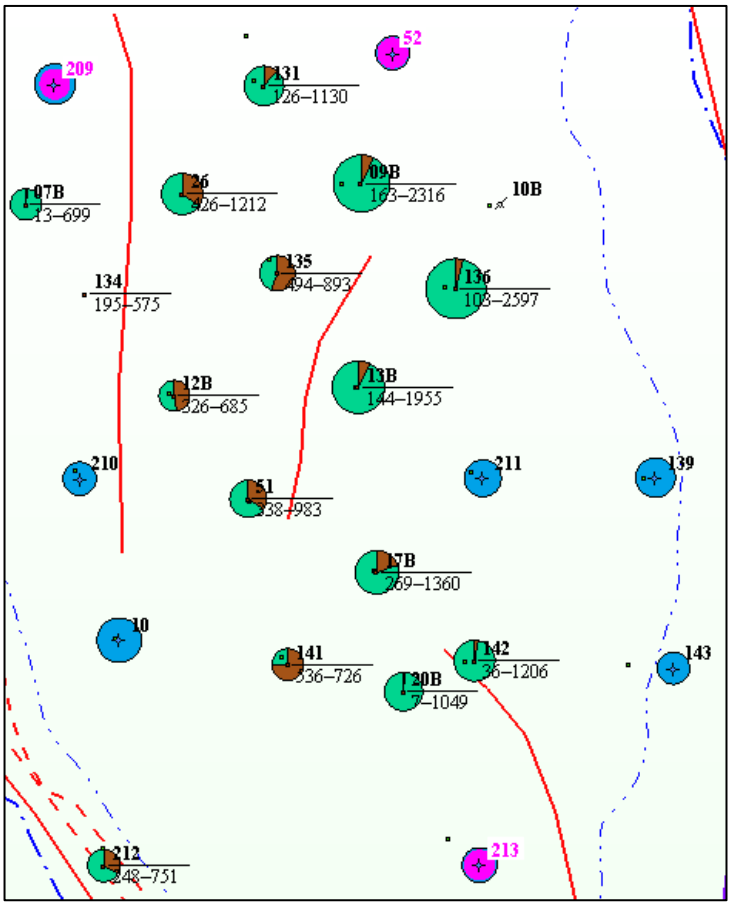


Рисунок 12.2.2 – Карта текущих отборов южного участка месторождения Алибекмола на 01.01.2026 г., объект I

Таблица 12.3. Скрининг скважин-кандидатов технологии ВПП

Скв	Ин. Перф.	Мощность, м	КРС/ПРС	ГИС-к исследование		Штуцер, мм	Дав. Зак., атм	Прием., м3/сут	Реаг. Скв. по ТИ		Реаг. Скв. по сетке, ед	Дебит сетки, т/сут	Примечание
									Дата	*Кол-во. скв., ед.*			
				Основные критерии скрининга									
				Дата	*Тех. состояние*	*Профиль приемистости*			*>70*		*>3*	**>50**	
201	3158,5-3593 (434,5)	140	05.01.2025-н.в.	2025	Последний доход при ГИС 3595,3м (09.05.25). Герметичность не определялась. ЗП не обнаружено.		-	221	168,3	2018	6	4	123,0	Текущий забой по ЛМ составил 3595,3м.
115	3090-3444,5 (354,5)	120,5	24.10.2023-31.10.2023	2025	Герметичен, ЗП не обнаружены.	Не равномерный	3	45	80	2019	6	2	95,2	Недоход до заявленного забоя 7,3 м. Последний доход при ГИС 3465.7м.(03.05.25)
205	3172-3547 (375)	79	04.09.2022-21.10.2022	2024	Герметичен, ЗП не обнаружено.	Равномерный	3	211	75	-	-	4	55,3	Нет ТИ Последний доход при ГИС 3520м (05.13.24)
52	3243,5-3496 (252,5)	123,5	12.06.2022-16.07.2022	2025	Последний доход при ГИС 3471,5м (05.05.25). Герметичность забоя не определялась, ЗП не обнаружено.	Не равномерный	2	151	48	2014	12	1	105,7	Недоход до нижнего интервала перфорации 24,5м. Интервалы перфорации: 3466-3473(7м), 3476-3480(4м), 3486-3490(4м), 3494-3496(2м) перекрыты.
209	3046,5-3472 (425,5)	112,5	23.01.2024-24.09.2024	2025	Последний доход при ГИС 3458,7м (01.05.25). Герметичность не определялась. ЗП не обнаружено.	Не равномерный	3	125	88,2	2022	14	2	132,7	Текущий забой 3466,5м. Недоход 7,8м. Недоход до нижнего интервала перфорации 13,3м. Интервалы перфорации 3459,5-3461,5(2м), 3469,5-3472(2,5м) перекрыты.
213	3387-3605 (218)	62	01.01.2024-12.02.2024	2025	Доход скважинного прибора составил 3575,3м. (07.05.2025). Герметичность не определялась, ЗП не обнаружено.	Равномерный	2	145	52	2010	9	2	98,0	Недоход до нижнего интервала перфорации 29,7м. Интервалы перфорации: 3571-3578,5(7,5м), 3601,5-3605(3,5м) перекрыты.
53	3130-3438 (308)	125	19.10.2020-13.01.2021	2024	Герметичность забоя не определена, ЗП не обнаружены.	Не равномерный	5	210	51	2013	5	1	58,7	Последний доход при ГИС 3470,4м (30.10.24)

В рамках подготовки к промышленному внедрению технологии выравнивания профиля приемистости на месторождении Алибекмола был проведён скрининг нагнетательного фонда скважин. Отбор скважин осуществлялся на основании анализа их технического состояния, а также профиля приемистости по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

По результатам анализа были определены 6 основных и 1 резервная нагнетательная скважина, равномерно распределённые по структурам залежи:

- Центральный участок: Скважины №201, №115, №205;
- Южный участок: Скважины №52, №209, №213;
- Резервная скважина: №53.

Прогнозные показатели и программа реализации

Методика расчёта дополнительной добычи нефти:

- Расчет дополнительной добычи нефти проводить по замерным данным;
- Прогноз технологической эффективности и базовой добычи нефти определяется на основе фактического среднего дебита скважин за 90 календарных дней до проведения ВПП, при условии постоянного отбора жидкости;
- До начала прогноза технологических показателей из основного списка реагирующих скважин должны быть исключены все скважины, в которых проводились другие виды ГТМ (ВНС, ПВЛГ, ГРП, ПВР и т.д.);
- Дополнительная добыча нефти определяется как разница между фактической добычей нефти после проведения ВПП и прогнозной базовой добычей нефти с учётом темпа падения участка.

Условия проведения промышленного внедрения ВПП:

- В период реализации промышленного внедрения ВПП проведение дополнительных ГТМ (ВНС, ПВЛГ, ГРП, СКО, ПВР и др.) в нагнетательных и реагирующих добывающих скважинах рассматриваемого участка не допускается;
- При проведении ГТМ в реагирующих скважинах или изменении режимов их эксплуатации в период промышленного внедрения, такие скважины подлежат исключению из расчёта технологической эффективности ВПП;
- В случае необходимости изменения режимов работы добывающих скважин в период промышленного внедрения ВПП, данные изменения должны согласовываться с технологическими службами НДО и КМГИ;
- По итогам промышленного внедрения эффективность ВПП оценивается по изменению дебитов нефти и сокращению обводнённости в реагирующих скважинах, при этом учитывается как эффект от перераспределения фильтрационных потоков, так и сокращение

попутно-добываемой воды.

Базовые и прогнозные показатели добычи нефти от проведения выравнивания профиля приемистости

Всего 31 реагирующих скважин по участку проведения ОПИ ВПП:

Реагирующие скважины– №№03А, 05В, 06А, 06В, 07А, 07В, 12В, 13В, 17В, 20В, 26, 51, 56, 58, 102, 106, 107, 109, 111, 113, 116, 127, 131, 134, 135, 136, 141, 142, 147, 203, 212.

- Прогноз базовой добычи нефти выполнен в соответствии с «Правилами ТЭО технологий МУН, ИДН и водоизоляции на стадии промышленного внедрения на месторождениях операционных НДО группы компаний АО НК «КазМунайГаз»». При прогнозировании использован аналитический метод с применением кривых падения;
- Для расчёта темпа падения дебита участка ВПП был выбран период с 20.04.2025 по 24.08.2025 г., в течение которого отмечалась стабильная добыча по 31 реагирующим добывающим скважинам;

Среднее значение базового дебита нефти по реагирующим добывающим скважинам определялось за последние 90 календарных дней до начала промышленного внедрения ВПП, без учёта простоев и снижения.

Расчет дополнительной добычи нефти:

$$\mathbf{Q_{ддн} = Q_{н\,ф} - Q_{н\,б}}$$

$\mathbf{Q_{н\,ф}}$ – фактическая добыча нефти, т;

$\mathbf{Q_{н\,б}}$ – базовая добыча нефти, т;

$\mathbf{Q_{ддн}}$ – дополнительная добыча нефти по участку, т.

Результаты прогноза технологических показателей от проведения ОПИ ВПП за 180 календарных дней:

- Накопленная дополнительная добыча нефти – 2100 т.
- Расход полиакриламида FP-107 – 3,95т;
- Расход ПСП – 0,395 т;
- Снижение обводненности – 0,9 %
- Дополнительная добыча нефти на 1 т сухого реагента – 483,31 т/т

Таблица 12.2.1 – Прогнозные показатели разработки участка ВПП

Дата	Добыча жидкости, т	Добыча нефти, т	Обводнен-ность, %	Фонд доб. скв., ед	Фонд нагн. скв., ед	Доп. добыча, т	Накопленная доп. добыча, т
сент.25	30413	7894	74,0	31	6	300	300
окт.25	40992	10471	74,5	31	6	350	650
нояб.25	39669	10020	74,7	31	6	350	1000
дек.25	40992	10216	75,1	31	6	350	1350
янв.26	40992	10090	75,4	31	6	350	1700
февр.26	37025	9040	75,6	31	6	350	2050
март.26	7934	1899	76,1	31	6	50	2100

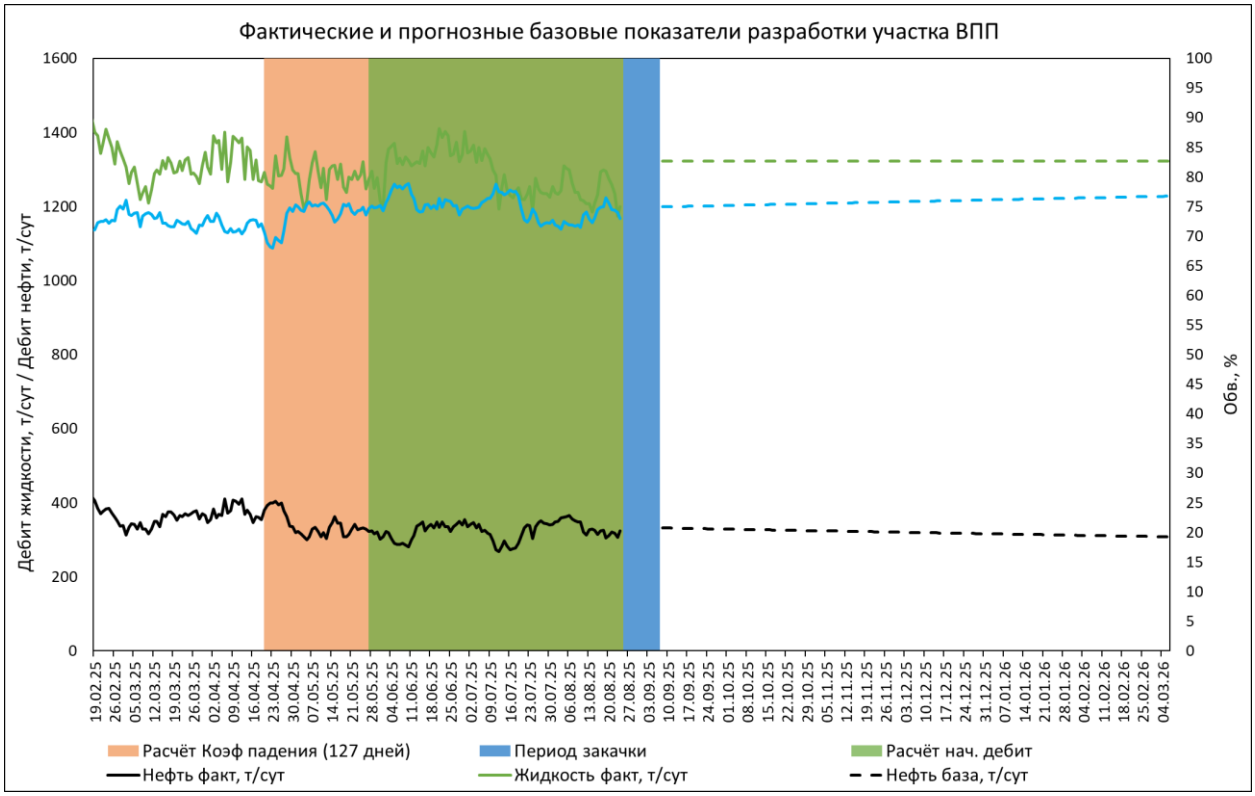


Рисунок 12.2.3 – Динамика фактических и базовых прогнозных показателей разработки участка ВПП

Таблица 12.2.2 – Программа работ технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) на месторождении Алибекмола

Мероприятия	Фонд		Периодичность	Примечание	Ответственные
	Нагнетательный	Добывающий			
ГИС-к – ОГК (нарушение колонны, заколонный переток, целостность муфтовых соединений), ОПП	+		**до** начала ВПП в течении одного месяца	в случае выявления нарушения э/к, заколонного перетока скважина исключается для проведения ВПП	ТОО СП «КГМ»
Контрольный замер обводненности по реагирующим добывающим скважинам участка ВПП		+	**до** начала ВПП, ежесуточно за 1-2 неделю	обводненность усредняется по каждой добывающей скважине по 3-5 пробам отобранные в течении суток	ТОО СП «КГМ»
Определение базового уровня добычи нефти, жидкости без ВПП		+	**до** начала ВПП	базовый уровень добычи нефти определяется с применением характеристик вытеснении для участка ВПП	ТОО СП «КГМ», КМГИ
Закачка химической композиции для ВПП	+		**во время** ВПП	закачка согласно разработанного плана индивидуально по скважинам	ТОО «ИСКО»
ГИС-к - ОПП	+		**после** ВПП	в течении первых 10-15 суток	ТОО «СП «КГМ»
Контрольный замер обводненности		+	**после** ВПП	по каждой добывающей скважине отбор **3-5** проб в течении суток с периодичностью не менее 3 раза в неделю	ТОО «СП «КГМ»
Замер давления закачки и приемистости	+		**до и после** ВПП ежедневно 1 раз в сутки	оценка динамики закачки, исключить изменение режима работы нагн.скв (штуцер, задвижки)	ТОО «СП «КГМ»
Оценка технологической эффективности ВПП	+	+	**после** ВПП	анализ работы каждой скважины, исключение скважин с ГТМ/ИДН, подсчет разницы между фактической и базовой добычей, оценка ГИС-к , динамики обводненности, параметров закачки до и после ВПП	ТОО «СП «КГМ», КМГИ

Таблица 12.2.3 – Предлагаемый перечень работ по нагнетательным скважинам участка технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП)

п/п	Предлагаемый перечень работ по нагнетательным скважинам участка ОПИ ВПП (№№ 52, 115, 201, 205, 209, 213)	Ответственное исполнитель
1.1	Завести на скважину хим. реагенты согласно тех. плану. Поставка химии осуществляется за 3 недели до начала закачки.	ТОО «ИСКО»
1.2	Исследование по определению влияния и совместимости полимера с применяемым деэмульгатором (отбор проб, транспортировка в лабораторию и исследования)	АФ КМГИ
1.3	Проведение входного контроля	АФ КМГИ
1.4	После получения результатов лабораторных исследований АФ КМГИ должен представить результаты представителям КОА, за неделю до закачки.	АФ КМГИ
1.5	После согласования между АФ КМГИ и КОА по пунктам 1.2 и 1.3, работы продолжаются согласно плану работ.	АФ КМГИ
1.6	Подготовить устье скважины к закачке с установкой необходимого оборудования (установка запорной арматуры высокого давления и др.).	ТОО «КОА»
1.7	Обеспечить необходимое количество технической воды до скважины (не менее 200 м3) для приготовления и закачки химических реагентов.	ТОО «КОА»
1.8	Обеспечить возможность подключения электрооборудования к источнику питания (не менее 25 кВт).	ТОО «КОА»
1.9	Провести инструктаж согласно настоящему плану работ.	ТОО «ИСКО»
1.10	Провести расстановку оборудования согласно технологической схеме проведения работ: расстояние от спецтехники до устья скважины должно быть не менее 10 м, расстояние между спецтехникой не менее 1 м, кабины агрегатов должны быть направлены по направлению от устья скважины	ТОО «КОА», ТОО «ИСКО»
1.11	Обвязать задвижки скважины с нагнетательными линиями спецтехники	ТОО «КОА», ТОО «ИСКО»
1.12	Опрессовать нагнетательную линию агрегатов на давление Ропр = 280 атм. В случае возникновения течи – устранить путем замены участка линии.	ТОО «ИСКО»
1.13	Насытить призабойную зону нагнетательной скважины технической водой объемом 20м3, используемой для приготовления геля	ТОО «ИСКО»
1.14	Определить начальную приемистость.	ТОО «ИСКО»
1.15	Приготовить и провести совместную закачку раствора (на технической воде) реагентов ПСП, ПАА и АХ в нужном объеме. Расход ПСП – 0,5 г/л или 0,5 кг/м^3 (0,05 %), ПАА 5 г/л или 5 кг/м^3 (0,5 %) и АХ 0,3 мл/л или 0,3 л/м^3 (0,03 %). Приготовление раствора осуществляется в следующей последовательности: в начале в техническую воду добавляется ПСП, затем вноситься ПАА, после чего за 10 минут до начала закачки, в раствор добавляется АХ. Общее время приготовления композиции на устье скважины составляет не менее 60 мин. Скорость закачки варьируется в диапазоне 2-10 м^3/ч в зависимости от давления закачки. В зависимости от динамики давления во время закачки могут быть отклонения скорости закачки от тех. плана.	ТОО «ИСКО»
1.16	Продавить композицию в пласт водой в объеме 55 м^3 (№ 52); продавить композицию в пласт водой в объеме 35 м^3 (№№ 115, 201, 205, 209, 213).	ТОО «ИСКО»
1.17	Определить конечную приемистость	ТОО «ИСКО»
1.18	Провести демонтаж линий обвязки спецтехники со скважиной	ТОО «ИСКО»
1.19	Составить акт выполненных работ	ТОО «ИСКО», АФ КМГИ, ТОО «КОА»
1.20	Выдержать скважину на время упрочнения геля – 48 часов	ТОО «ИСКО»
1.21	Запустить скважину в работу с установкой штуцера, при необходимости	ТОО «КОА», ТОО «ИСКО»

12.3 Выполнение работ по перераспределению фильтрационных потоков

Входной контроль

Для проведения входного контроля был произведён отбор проб химического реагента в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. Пробы отбирались методом случайной выборки из регламентированного числа упаковочных единиц. Отобранные точечные пробы были объединены и сокращены до размера лабораторной пробы для проведения испытаний. Процедура отбора оформлена соответствующим актом, выполнена в присутствии представителей подрядной организации и Заказчика, с обеспечением надлежащей маркировки, герметичности и сохранности образцов.

Целью входного контроля является проверка соответствия поставляемых химических реагентов заявленным в технической документации физико-химическим параметрам. На данном этапе определяются ключевые свойства реагентов и композиций, влияющие на корректность дальнейших лабораторных исследований и эффективность применения технологии ВПП.

Отклонение от показателей технической документации более чем на 10% будет рассматриваться как несоответствие заявленным паспортным показателям и приведет к исключению из всего комплекса исследований (проекта). В дальнейшем любые отклонения от результатов лабораторного входного контроля также являются основанием для отбраковки химических реагентов.

Результаты входного контроля полимера FP-107 (партия № СК 4965) представлены в таблице 9. (Приложение 3).

Таблица 12.3.1 – Входной контроль полимера марки FP-107

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Результаты		НД на испытания
			Норма по тех. паспорту	Фактическое	
1.	Плотность	г/см^3	-	0,73	ГОСТ 15139-69
2.	Гранулометрический состав	%	-	5,4	ГОСТ 10900-84
3.	Молекулярная масса	Дальтон	-	12,39	ГОСТ 18249-72
4.	Содержание основного вещества	%	88 - 100	92,67	ГОСТ 22456-77
5.	Кажущая (динамическая) вязкость	сП	5,6 - 6,3	6,20	ГОСТ 25271-93
6.	Характеристическая вязкость	дл/г	-	19,05	ГОСТ 18249-72
7.	Время растворения полимера в дистиллированной и минерализованной воде	Минуты	-	120	ГОСТ 25271-93

Работы по подготовке и закачке реагентов в рамках технологии ВПП на 6 нагнетательных скважинах участка были выполнены в период с 22 августа по 8 сентября 2025 года (акты выполненных работ приведены в приложении).

Перечень выполненных работ:

1. Переезд специализированной техники и оборудования на скважину;
2. Завоз на скважину реагентов: ПСП, ПАА и АХ;
3. Монтаж обвязки задвижек скважины с нагнетательными линиями специализированной техники;
4. Опрессовка нагнетательной линии агрегатов на давление $P_{опр}$= 280 атм.;
5. Замер начальной приемистости скважины;
6. Закачка водного раствора реагентов ПСП, ПАА и АХ с концентрациями:
    - ПСМ - 0,5кг/м^3 (0,05%);
    - ПАА - 5кг/м^3 (0,5%);
    - АХ - 0,3л/м^3 (0,03%);
7. Закачка буферного объема воды;
8. Замер конечной приемистости;
9. Демонтаж обвязки специализированной техники;
10. Выдержка скважины на время упрочнения геля – 48 часов;

Таблица 12.3.2 – Показатели объема закачанного раствора по 6 нагнетательным скважинам

№	№ Скв	Показатель	Значение
1	213	Объём закачки, м^3	120
		Предельно допустимое давление закачки, атм	280
		Полимер, сшитый предварительно (ПСП), кг.	60
		Полиакриламид FP-107 (ПАА), кг	600
		Ацетат хрома (АХ), л	36
2	209	Объём закачки, м^3	130
		Предельно допустимое давление закачки, атм	280
		Полимер, сшитый предварительно (ПСП), кг.	65
		Полиакриламид FP-107 (ПАА), кг	650
		Ацетат хрома (АХ), л	39
3	52	Объём закачки, м^3	150
		Предельно допустимое давление закачки, атм	280
		Полимер, сшитый предварительно (ПСП), кг.	75
		Полиакриламид FP-107 (ПАА), кг	750
		Ацетат хрома (АХ), л	45
4	115	Объём закачки, м^3	100
		Предельно допустимое давление закачки, атм	280
		Полимер, сшитый предварительно (ПСП), кг.	50
		Полиакриламид FP-107 (ПАА), кг	500
		Ацетат хрома (АХ), л	30
5	205	Объём закачки, м^3	140
		Предельно допустимое давление закачки, атм	280
		Полимер, сшитый предварительно (ПСП), кг.	70
		Полиакриламид FP-107 (ПАА), кг	700
		Ацетат хрома (АХ), л	42
6	201	Объём закачки, м^3	150
		Предельно допустимое давление закачки, атм	280
		Полимер, сшитый предварительно (ПСП), кг.	75
		Полиакриламид FP-107 (ПАА), кг	750
		Ацетат хрома (АХ), л	45

12.4 Мониторинг технологической эффективности промышленного внедрения технологии выравнивания профиля приемистости

Результаты ГИС-к до и после обработки скважин

На нагнетательных скважинах А52, А115, А201, А205, А209 и А213 были выполнены геофизические исследования (ГИС-к) до и после проведения работ по технологии ВПП.

ГИС-к исследования проводились с целью:

- Определения исходного распределения приемистости по перфорированным интервалам;
- Оценки влияния закачанной композиции ВПП на перераспределение потоков;
- Выявления изменений в профиле приемистости и коэффициенте охвата;

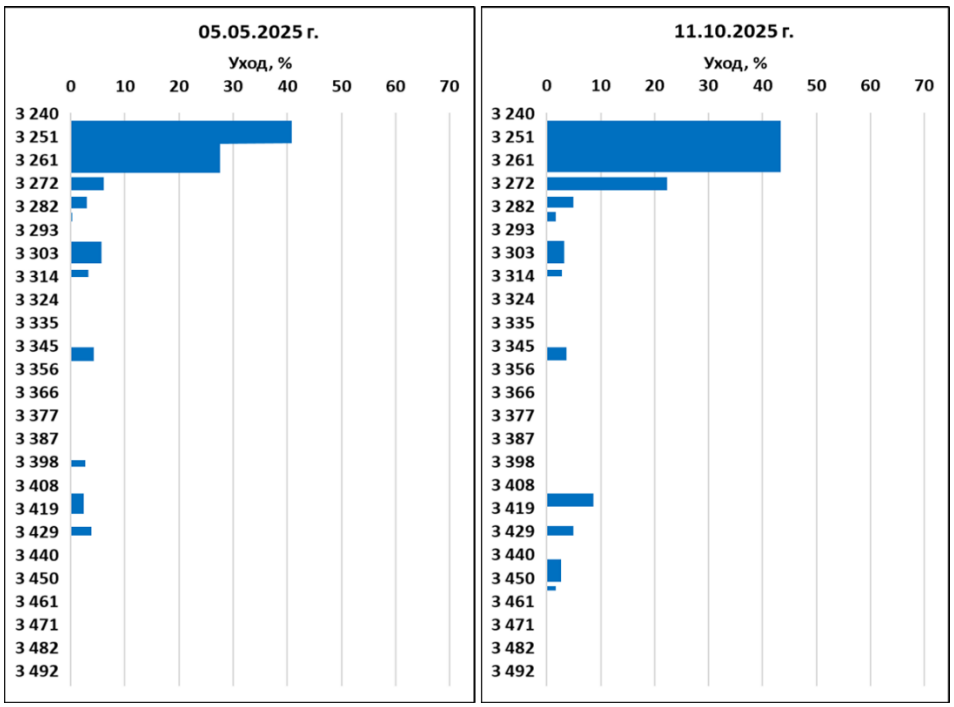


Рисунок 12.4.1 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А52 до и после ВПП.

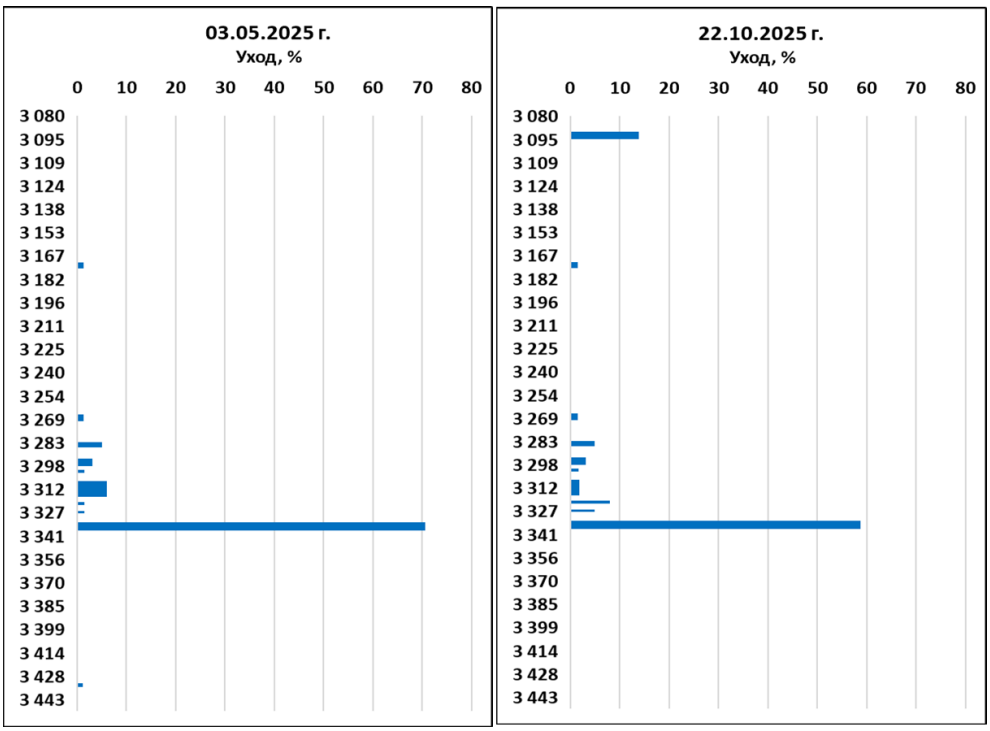


Рисунок 12.4.2 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А115 до и после ВПП.

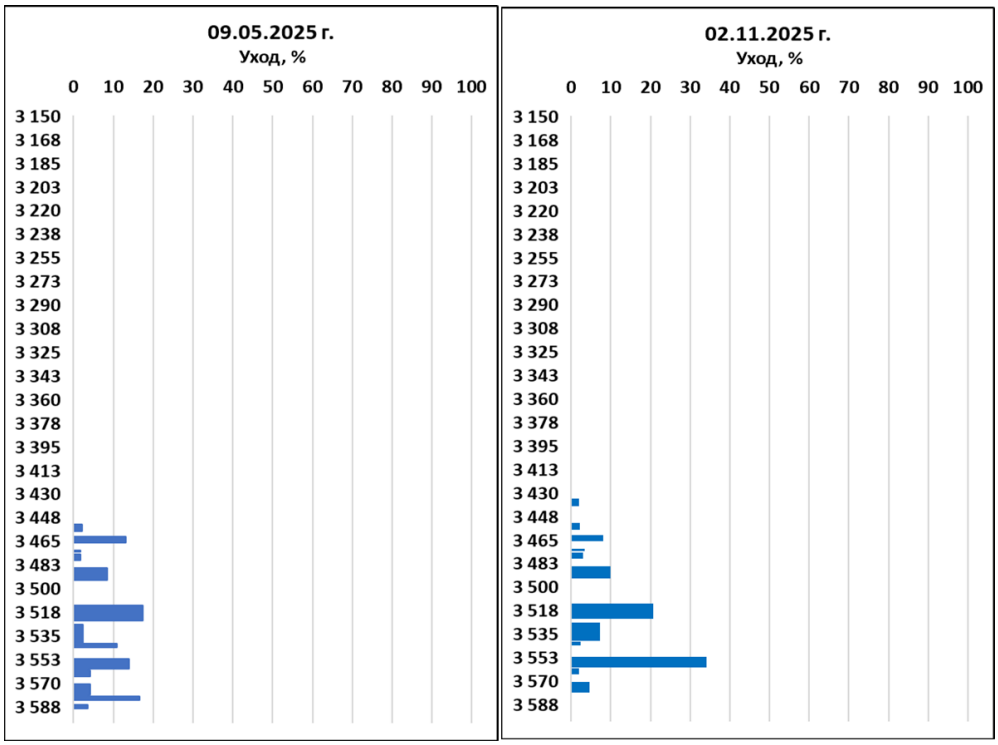


Рисунок 12.4.3 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А201 до и после ВПП.

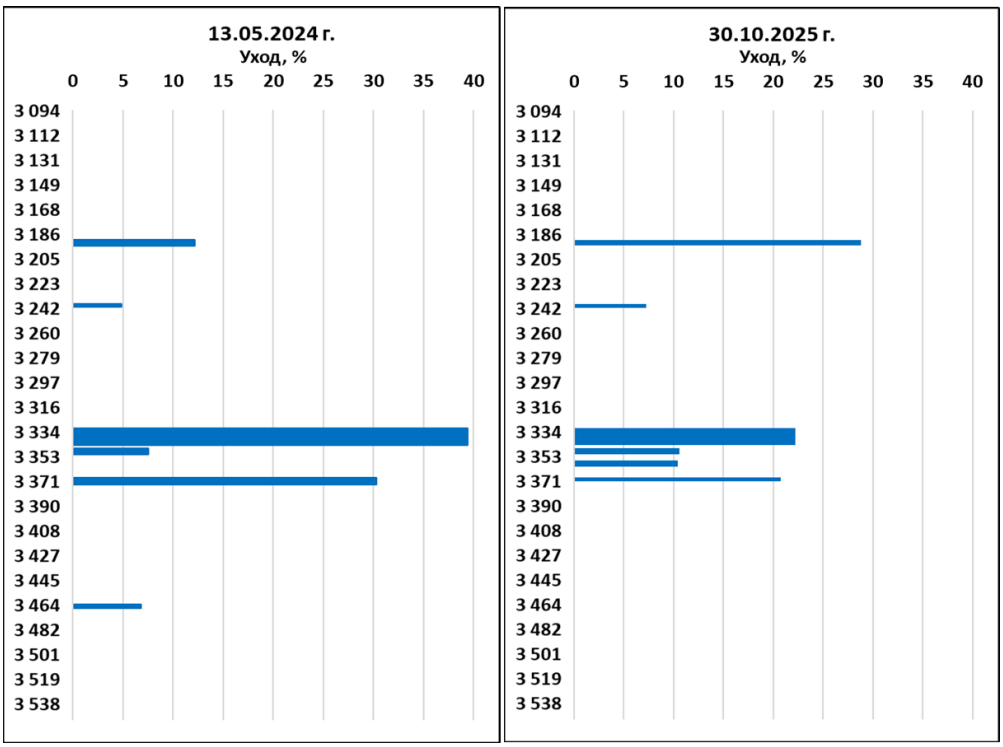


Рисунок 12.4.4 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А205 до и после ВПП.

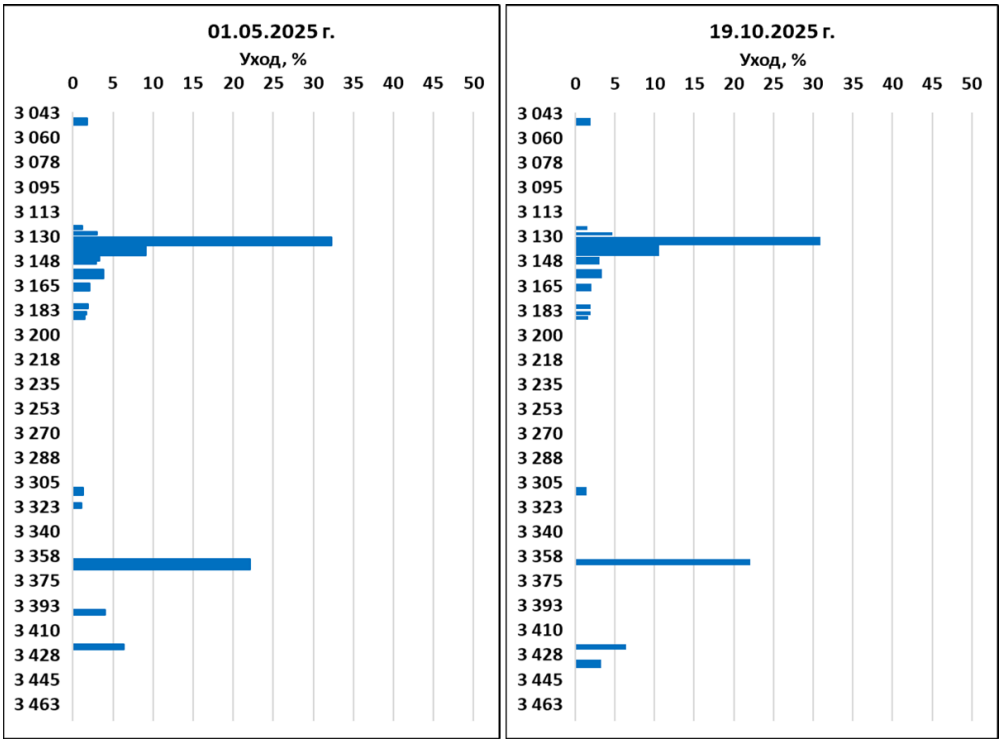


Рисунок 12.4.5 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А209 до и после ВПП.

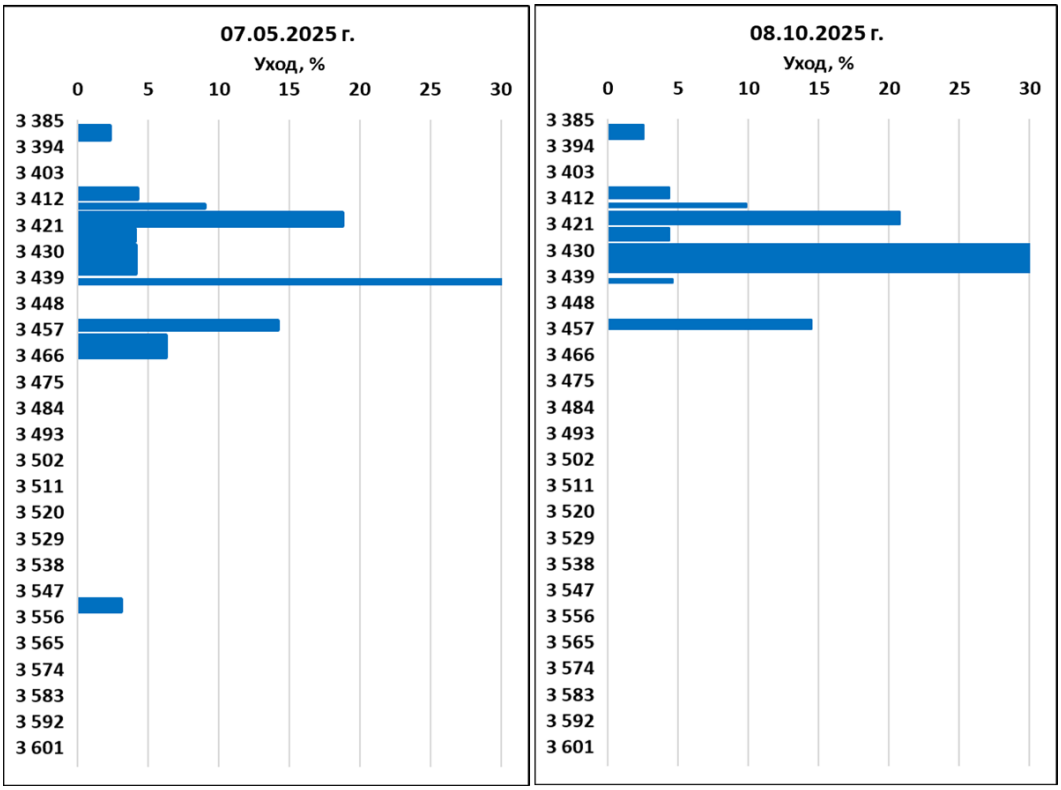


Рисунок 12.4.6 – Сравнительный анализ результатов ГИС-к на нагнетательной скважине А213 до и после ВПП.

По данным ГИС-к исследований, проведённых до и после выполнения работ по технологии ВПП, зафиксировано улучшение профиля приемистости на части обработанных нагнетательных скважин. Основные изменения отражены по коэффициенту охвата интервалов поглощения:

- **А52:** коэффициент охвата увеличился с 59,5 % до 64,4 %, что свидетельствует о более равномерном вовлечении интервала перфорации (79,5 м против 73,5 м до ВПП);
- **А115:** коэффициент охвата снизился с 36,5 % до 34,4 %, при этом мощность активно работающего интервала уменьшилась с 44 м до 41,5 м;
- **А201:** значимых изменений не наблюдается — коэффициент охвата сохранился на уровне 51 %, что может указывать на отсутствие существенного перераспределения потоков;
- **А205:** коэффициент охвата снизился с 36,7 % до 34,2 % при незначительном уменьшении мощности поглощающего интервала (29 м до 27 м);
- **А209:** коэффициент охвата уменьшился с 58,2 % до 54,2 %, поглощающий интервал сократился с 65,5 м до 61 м;
- **А213:** коэффициент охвата снизился с 75,8 % до 55,6 %, что связано с уменьшением мощности интервала поглощения (47 м до 34,5 м).

На скважине А52 наблюдается отчётливое улучшение профиля приемистости, подтверждающее эффективность технологии на данном объекте.

Необходимо дополнительное сопоставление полученных данных с динамикой давления, объёмами закачки и результатами разработки реагирующих добывающих скважин для уточнения фактического влияния состава.

Мониторинг технологических показателей участка ВПП

По результатам мониторинга разработки участка после проведения работ по технологии ВПП отмечается устойчивый положительный технологический отклик. На графике добычи фиксируется стабилизация и последующее увеличение дебита нефти относительно базового тренда, что свидетельствует о снижении темпа падения добычи и улучшении дренирования продуктивных интервалов.

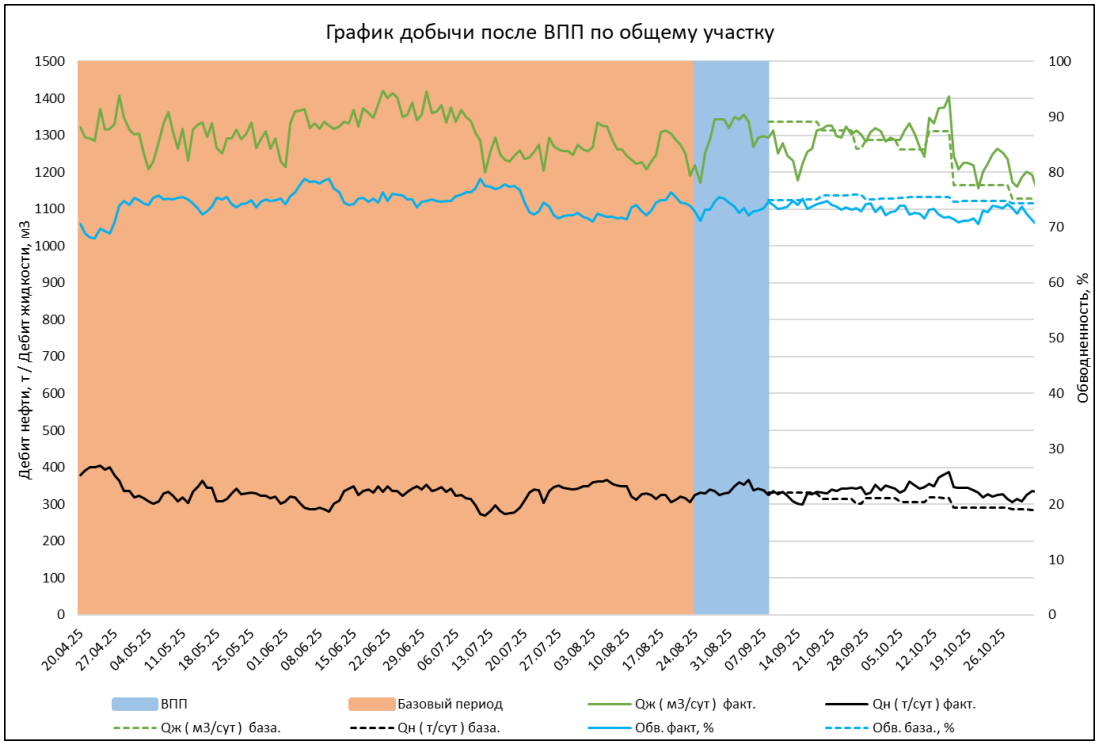


Рисунок 12.15 Основные показатели разработки участка ВПП

На реагирующих скважинах участка ОПИ проводились ОПРС в следующие периоды:

- А12В: с 19.09.25 по 27.09.25;
- А203: с 26.09.25 по .10.10.25;
- А06В: с 16.10.25 по н.в.;
- А147: с 28.10.25 по н.в.

В связи с этим фактические и базовые показатели разработки данных скважин в период проведения ОПРС и выхода на режим не включены в общие показатели разработки участка.

С учётом фактических динамик разработки и исключения периодов простоев суммарная дополнительная добыча нефти по участку на 01.01.2026г составила 4311,8 т, что подтверждает технологическую результативность выполненных мероприятий. Среднее снижение обводнённости продукции составляет около 2 %, что согласуется с результатами ГИС-к и указывает на улучшение профиля приемистости нагнетательных скважин и вовлечение в работу ранее малодренируемых зон.

13 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

13.1 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

На момент составления настоящего Анализа разработки, по месторождению Алибекмола действует Контракт на недропользование (Нефть) №359, от 10.08.1999 г, где указаны обязательства по ликвидационному фонду. В соответствии с контрактом на недропользование (п. 19.5) Товарищество должно создавать ликвидационный фонд в размере 0.2% от годовой выручки за вычетом транспортных расходов. Данные затраты включаются в состав возмещаемых затрат по Добыче Углеводородного сырья. Если фактические затраты на ликвидацию превысят размер ликвидационного фонда, то Товарищество осуществляет дополнительное финансирование ликвидации (п. 19.6).

Накопленные ликвидационные отчисления на 01.01.2026г составляют **3 603 429,97** тыс.тг по Контракту на недропользование (Нефть) №359, от 10.08.1999 г. Данная сумма распределяется между двумя месторождениями в зависимости от извлекаемых запасов Алибекмола и Кожасай. На долю месторождения Алибекмола приходится **2 342 229,48** тыс.тенге.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактический выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя.

На конец рентабельного периода ликвидации подлежат 55 добывающих, 33 нагнетательных, 9 водозаборных скважин. Также имеется 1 скважина в консервации и 1 скважина в наблюдательном фонде которые ликвидируются в процессе разработки и учтены в расчете эксплуатационных затрат в таблице 4.2.4.

В таблице 13.1.1 приведены сметные расчеты.

Таблица 13.1.1 – Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант)

№№ п.п	№ смет и расчетов	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.тенге		Всего, тенге
			строительно - монтажных работ	прочихзатрат	
1	2	- 3	4	6	7
		Часть II. Строительство			
		Глава 1. Подготовка территории			
1	1-1	Рекультивация нарушенных земель, на 88 скважин	366 329	-	366 329
2		Всего по главе	366 329	-	366 329
		Глава 2. Основные объекты строительства			
3	Данные Заказчика	Ликвидация добывающих скважин - 55 шт.	4 130 136	-	4 130 136
4	2-2	Демонтаж наземного обустройства добывающих скважин-55 шт.	107 667		107 667
5	2-3	Демонтаж наземного обустройства ГЗУ - 6 шт	287 344		287 344
6	2-4	Демонтаж промысловых коллекторов МАФ, ГЗУ	102 239		102 239
7	2-5	Демонтаж выкидных линий от скважин	213 169		213 169
8	Данные Заказчика	Демонтаж ствола нагнетательных скважин - 33 шт.	2 478 082		2 478 082
9	2-7	Демонтаж обустройства нагнетательных скважин - 33 шт.	47 537		47 537
10	2-8	Демонтаж нагнетательных водоводов	36 979		36 979
11	2-9	Демонтаж обустройства БКНС, ВРП	89 972		89 972
12	2-10	Демонтаж наземного обустройства площадок ППНГ, ОВПН	772 207		772 207
13	2-11	Демонтаж объектов УПГ	792 967		792 967
14	2-12	Демонтаж магистральных газопроводов, нефтепроводов и технологических площадок	680 207		680 207
15	2-13	Демонтаж комплексного здания вахтового поселка (АБК)-1 шт	1 008 037		1 008 037
16	2-14	Демонтаж сооружений вахтового поселка	99 359		99 359
17	2-15	Демонтаж объектов очистных сооружений	437 588		437 588
18	2-16	Демонтаж объектов УДН	248 860		248 860
19	2-17	Демонтаж склада химреагентов	102 186		102 186
20	2-18	Демонтаж шламонакопителя	191 600		191 600
21	2-19	Демонтаж узла для приготовления раствора глушения скважин	104 957		104 957
19	2-20	Демонтаж промысловых трубопроводов и трубопроводов сжиженных газов	166 572		166 572
19	2-21	Демонтаж объектов энергетического хозяйства	331 579		331 579
22	Данные Заказчика	Демонтаж ствола водяных скважин - 3 шт.	160 714		160 714
23	2-7 прим.	Демонтаж обустройства водяных скважин - 3 шт.	12 285		12 285
24		Всего по главе	12 602 242		12 602 242
25		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	12 968 571		12 968 571

№№ п.п	№ смет и расчетов	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.тенге		Всего, тенге
			строительно - монтажных работ	прочихзатрат	
1	2	- 3	4	6	7
26		**Глава 8. Затраты на организацию и управление строительством**			
27	НДЦС РК 8.01-08-2022, прил. А, п. 8.1	Затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке в целом (общеплощадочные затраты) - 3,2%	414 994	-	414 994
28	НДЦС РК 8.01-08-2022, прил. А, п. 8.10	Затраты, связанные с выполнением работ вахтовым методом, 3,6%		466 869	466 869
29	НДЦС РК 8.04-09-2022, п. 5.4.2	-Затраты на снегоборьбу - 0,3%	38 906		38 906
30		Всего по главе	453 900	466 869	920 769
31		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	13 422 471	466 869	13 889 340
32	НДЦС РК 8.01-08-2022 п.8.2.65.2	Сметная прибыль 5%	671 124		671 124
35	НДЦС РК 8.01-08-2022, п.8.2.66.4 а)	Непредвиденные работы и затраты - 3,5%	469 786		469 786
36					
37		Итого по части II в сметных ценах:	14 563 381	466 869	15 030 250
38		Пересчет итогов по кварталам с учетом коэффициента (индекса)	15 118 887	15 128 440	466 869
39		к - 1,0388			
40		**ИТОГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ В ТЕКУЩИХ ЦЕНАХ 2024года**	**15 128 440**	**466 869**	**15 595 309**
46	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную строимость, 16%	-	2 495 249	2 495 249
47		**ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ с НДС**	**15 128 440,38**	**2 962 117,99**	**18 090 558,37**

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 13.1.2 – Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма
Всего ликвидационный фонд	**тыс.тенге**	**18 090 558,37**
Накопленные ликвидационные отчисления	тыс.тенге	**2 342 229,48**
Отчисления подлежащие с учетом инфляции	**тыс.тенге**	**56 733 783,84**
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. тонн	17398,26
Базовый норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонну	3260,888

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего проекта расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемым объемам добычи нефти проведен начиная с 2026г до конца рентабельного периода.

Таблица 13.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд
	тыс.т	тенге/т	тыс.тенге
2026	191,22	3260,888	623 552,928
2027	219,62	3260,888	716 158,476
2028	256,83	3260,888	837 485,686
2029	279,42	3260,888	911 152,737
2030	303,76	3260,888	990 536,534
2031	325,47	3260,888	1 061 327,823
2032	362,15	3260,888	1 180 924,683
2033	387,28	3260,888	1 262 864,508
2034	402,19	3260,888	1 311 493,172
2035	420,45	3260,888	1 371 054,932
2036	436,01	3260,888	1 421 782,226
2037	450,79	3260,888	1 469 972,200
2038	469,04	3260,888	1 529 496,593
2039	491,26	3260,888	1 601 949,577
2040	508,37	3260,888	1 657 739,933
2041	523,44	3260,888	1 706 870,957
2042	524,09	3260,888	1 708 989,459
2043	525,21	3260,888	1 712 652,148
2044	523,72	3260,888	1 707 795,339
2045	518,11	3260,888	1 689 507,899
2046	509,96	3260,888	1 662 911,576
2047	495,35	3260,888	1 615 277,367
2048	484,70	3260,888	1 580 536,159
2049	473,09	3260,888	1 542 703,187
2050	459,89	3260,888	1 499 660,579

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд
	тыс.т	тенге/т	тыс.тенге
2052	428,88	3260,888	1 398 515,571
2053	413,69	3260,888	1 349 010,624
2054	396,70	3260,888	1 293 599,137
2055	373,39	3260,888	1 217 580,294
2056	356,21	3260,888	1 161 559,943
2057	342,81	3260,888	1 117 876,871
2058	329,03	3260,888	1 072 920,737
2059	316,04	3260,888	1 030 583,364
2060	302,33	3260,888	985 874,409
2061	291,76	3260,888	951 390,813
2062	281,74	3260,888	918 719,355
2063	272,26	3260,888	887 821,688
2064	263,32	3260,888	858 644,419
2065	254,88	3260,888	831 121,647
2066	244,34	3260,888	796 754,782
2067	235,09	3260,888	766 605,999
2068	221,09	3260,888	720 953,224
2069	206,76	3260,888	674 232,954
2070	195,09	3260,888	636 150,822
2071	185,04	3260,888	603 397,456
2072	179,22	3260,888	584 417,624
2073	170,54	3260,888	556 096,653
2074	152,34	3260,888	496 758,416
Итого	**17398,26**		**56733783,84**

14 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

1. Правительство РК — Экологический кодекс Республики Казахстан, №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.;
2. Правительство РК — Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27 декабря 2017 года;
3. Правительство РК — Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения», утверждённый постановлением Правительства РК №219-I от 23.04.1998г. (с изменениями и дополнениями от 25.02.2021г.);
4. Правительство РК — «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённый приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г. №239;
5. Правительство РК — Закон РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» от 05.07.1996г №19-1 (с изменениями и дополнениями от 05.07.2011г), г. Астана, 2011г;
6. Правительство РК — «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №209 от 16.03.2015г;
7. Правительство РК — «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом Министра здравохранения Республики Казахстан №18920 от 28.06.2019г;
8. Правительство РК — «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов», утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022;
9. ВНИИ — РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений», М., ВНИИ, 1982г.;
10. Правительство РК — СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.12г, г. Астана, 2012г;

11.	Правительство РК	«Инструкция по проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденные Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30.07.2021г №280;
12.	Межгосударственный комитет	Межгосударственный стандарт ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия» Введен в действие постановлением Госстроя РФ №18-31 от 10.04.1998г, г. Москва, 1998г;
13.	МНП СССР	ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти», утвержденный Приказом МНП СССР №60 от 23.01.1981г, г. Москва, 1981г;
14.	Правительство РК	«Правила устройства электроустановок», утвержденные приказом Министром энергетики РК №230- от 20.03.2015г, г. (с изменениями по состоянию на 22.02.22г.)
15.	МЧС РК	Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 359. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 25 февраля 2015 года № 10332.
16.	Совет министров СССР	«Ведомственные нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» (ВНТП 3-85), утвержденные приказом Министерства нефтяной промышленности №32 от 10.01.1986 г по согласованию с Госстроем СССР и ГКНТ СССР (письмо от 16.12.85 №45-1107 с изменением №1, утвержденным и введенным в действие МНП СССР от 19.04.1989г №201, г. Москва, 1989г;
17.	Совет министров СССР	«Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП 72/87), утвержденные Главным государственным санитарным врачом СССР от 26.08.1987г, г. Москва, «Атомиздат», 1987г;
18.	Лысенко В.Д.	«Разработка нефтяных месторождений (проектирование и анализ)», г. Москва, «Недра», 2003г;
19.	Лысенко В.Д.	«Инновационная разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2000г;
20.	Ш.К. Гиматудинов	«Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 1983г;
21.	Правительство РК	«Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», утвержденный Приказ МЭ РК № 329 от 24.08.2018г.;

Фондовая литература

1. «Проект пробной эксплуатации месторождения Алибекмола», ЗАО «НИПИнефтегаз», г.Актау, 2000г;
2. «Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатного месторождения Алибекмола», ОАО «Гипровостокнефть», г.Самара, 2002г;
3. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Алибекмола», АО «НИПИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2005г;
4. «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Алибекмола», АО «НИПИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2005г;
5. «Анализ разработки месторождения Алибекмола», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2006г;
6. «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Алибекмола в Мугалжарском районе Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.2007 г.», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2007г;
7. «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Алибекмола», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2008г;
8. «Пересчет запасов углеводородов залежей VI блока месторождения Алибекмола Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.10. 2009 г.», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г.Атырау, 2009г;
9. «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Алибекмола», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2010г.
10. «Актуализация геолого-гидродинамической модели залежи КТ-II месторождения Алибекмола на 01.08.2011г», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2012г.
11. «Анализ разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.01.2012г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2012г.
12. «Анализ разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.07.2014г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2014г.
13. «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Алибекмола», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2016г.
14. «Анализ разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.01.2017г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2017г.

15. Отчет о переобработке и интерпретации трехмерных сейсмических данных месторождения Алибекмола, НИИ по разведке и разработке при филиале месторождения Чжунюань, СИНОПЕК, 2017г.
16. «Анализ разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.01.2019г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2019г.
17. Отчет по стандартному и специальному, геомеханическому исследованиям кернового материала по скважинам 52, 53, 56, 68, 62 месторождения Алибекмола, Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2019г.
18. «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов и создание ТЭО КИН месторождения Алибекмола» по состоянию на 02.01.2020г, Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2020г.
19. «Программа по доизучению Северной части месторождения Алибекмола на 2021-2027 годы», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2021г.
20. «Проект разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.07.2020 г. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2021г.
21. «Анализ разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.01.2022 г. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2022г.»
22. «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.01.2024 г. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2024г.»

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.2.3.1 – Замеренные параметры пластовой нефти

№ исследования	Скважина	Пласт	Дата отбора проб	Интервал перфорации, м., абс. отм., м				Середина интервала перфорации в абс. отм., м	Глубина отбора, м	Глубина отбора в абс.отм., м	Давление эксперимента (Рехр), МПа	Температура эксперимента (Техр), °С	Давление насыщения при Техр, МПа	Плотность пластовой нефти при Рехр&Техр, кг/м3	Плотность пластовой нефти при Рs&Тпл, кг/м3	Вязкость пластовой нефти при Рехр&Техр, мПа·с	Рнас&Тпл (коррект.)	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа	Температурный коэффициент, 1/°С
1	2	3	4	5				6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
				м				м	м	м	МПа	°С	МПа	кг/м3	кг/м3	мПа·с	мПа·с	1/МПа	1/°С
КТ-I																			
1	5	КТ-I	19.03.1989	1986	2004	-1717	-1735	-1726	1800	-1531	18,44	40,0	14,00	801,4	802,7	3,100	3,064	12,4E-4	-
2	9	КТ-I	05.06.91	1962	1975	-1692	-1705	-1699	1956	-1686	17,65	41,0	14,86	779,2	781,4	1,700	1,685	7,9E-4	-
3	12	КТ-I	21.05.90	2005	2025	-1735	-1755	-1745	1900	-1630	19,12	40,0	14,83	802,8	803,7	3,900	3,865	6,9E-4	-
4	130	КТ-I	31.10.25	1922	2011	-1655	-1744	-1700	1950	-1672,3	15,50	42,4	7,37	840,0	828,0	0,96	4,15	6,9E-4	
МКТ																			
5	107	МКТ	20.08.05	2842	2902	-2576	-2636	-2606	2780	-2514	30,01	58,1	11,57	713,6	691,5	0,658	0,51	17,4E-4	
6									2780	-2514	30,01	58,1	11,24	715,9	692,9	0,655	0,50	17,3E-4	
КТ-II																			
Северный свод																			
7	315	КТ-II-II-3	11.08.07	3503	3605	-3166	-3248	-3207	3350	-3043	34,32	73,0	21,03	689,6	674,4	0,28	0,22	18,0E-4	12,0E-4
8	323	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	10.08.07	3335	3492	-3140	-3296	-3218	3150	-2955	34,32	70,0	24,95	680,7	669,0	0,30	0,25	20,0E-4	12,0E-4
9	20	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	1994	3421	3455	-3236	-3270	-3253	3438	-3253	32,75	70,0	24,50	653,4	643,6			22,9E-4	-
10	20		1990	3485	3500	-3300	-3315	-3308	2800	-2615	31,32	64,0	22,40	674,7	658,7			11,5E-4	
11	61	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	03.10.04	3355	3795	-2923	-3363	-3143	3330	-2898	25,50	62,0	23,69	668,1	661,1	0,30	0,25	23,9E-4	11,9E-4
12	64	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	02.10.04	3241	3468	-2924	-3151	-3038	3225	-2909	26,20	67,5	22,62	682,5	677,4	0,26	0,23	19,5E-4	11,9E-4
13	300	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	28.10.10	2993	3326	-2784	-3117	-2950	-	-	21,12	63,0	24,42	662,7	664,4	0,41	0,41	21,7E-4	12,2E-4
14	304	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	17.08.11	3048	3510	-2838	-3299	-3069	3150	-2940	29,42	69,6	16,35	712,8	694,4	0,50	0,41	17,8E-4	-
15	306	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	09.09.11	3180	3460	-2988	-3267	-3127	-	-	36,90	67,6	32,90	495,7	491,6	0,15	0,12	9,2E-4	-
16	306		28.09.13	3180	3460	-2988	-3267	-3127	-	-	25,01	67,6	23,54	697,6	695,8	0,59	0,58	19,0E-4	12,0E-4
17	320	КТ-II-II-3	12.10.11	3461	3534	-3198	-3265	-3231	-	-	30,60	67,4	15,60	675,3	653,1	0,45	0,33	4,1E-4	-
18	315	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	13.05.14	3053	3605	-2797	-3248	-3023	-	-	26,00	63,3	20,50	671,5	660,0	0,50	0,43	30,0E-4	13,6E-4
19	323	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	25.04.15	3335	3492	-3140	-3296	-3218			34,25	63,8	24,06	680,6	658,3	0,41	0,30	29,6E-4	11,6E-4
20	312	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	06.07.16	3134	3503	-2931	-3289	-3110			32,50	63,5	25,20	699,0	681,3	0,35	0,26	20,5E-4	
21	304	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	03.05.22	3048	3509, 5	-2838	-3299	-3069	3020		36,97	67,6	21,05	669,0	643,0	0,48	0,35	29,6E-4	
Мин													21,03	653,4	643,6	0,26	0,22	11,5E-4	11,9E-4
Макс													24,95	689,6	677,4	0,30	0,25	23,9E-4	12,0E-4
Среднее													23,20	674,8	664,0	0,29	0,24	19,3E-4	12,0E-4
Южный свод																			
КТ-II																			
22	5	КТ-II-II-3	21.08.87	3259	3271	-2990	-3002	-2996	3000	-2731	40,10	72,0	23,38	706,8	685,0	0,38	0,28	17,8E-4	-
23	4	КТ-II-II-3	20.05.88	3546	3560	-3272	-3286	-3279	3100	-2826	31,45	61,0	24,09	687,1	670,6	0,40	0,29	20,9E-4	-
24	8	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	1994	3463	3468	-3185	-3190	-3188	3465	-3187	35,02	70,0	28,50	664,7	657,4	0,30	0,27	22,1E-4	9,6E-4
25	8	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	1994	3495	3535	-3217	-3257	-3237	3000	-2722	35,15	72,0	34,80	654,6	657,7	0,15	0,19	48,4E-4	-
26	8	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	20.08.07	3467	3551	-3189	-3273	-3231	3350	-3072	34,32	70,0	22,10	699,0	682,6	0,34	0,26	18,0E-4	11,0E-4
27	9	КТ-II-II-3	1994	3217	3226	-2947	-2956	-2952	3200	-2930	30,32	64,0	16,00					19,8E-4	9,4E-4
28	9	КТ-II-II-3	09.04.90	3309	3294	-3039	-3024	-3032	3200	-2930	31,80	65,0	24,70					22,3E-4	-
29	9	КТ-II-II-3	19.02.90	3355	3363	-3085	-3093	-3089	3100	-2830	32,95	66,0	29,08	643,1	636,7	0,23	0,19	-	-
30	9	КТ-II-II-3	01.12.89	3407	3378	-3137	-3108	-3123	2700	-2430	33,42	67,0	18,50	697,1	674,0	1,92	1,80	21,0E-4	-
31	10	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	23.02.90	3345	3413	-3068	-3136	-3102	3100	-2823	34,81	72,0	22,57	682,0	667,6	0,43	0,37	-	-
32	10	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	21.07.90	3510	3530	-3233	-3253	-3243	3250	-2973	35,88	69,0	19,20	714,6	690,0			24,0E-4	-
33	15	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	1991	3400	3485	-3168	-3253	-3210	3446	-3214	34,69	70,0	23,00	677,3	661,9			11,6E-4	-
34	26	КТ-II-II-3	20.06.02	3309	3424	-2979	-3094	-3036	3308	-2978	30,40	66,0	23,11	678,4	666,4	0,60	0,53	23,6E-4	13,0E-4
35	26	КТ-II-II-3	2002	3309	3312	-3039	-3042	-3040	3312	-2982	23,85	68,9	20,23	694,2	690,1	0,38	0,36	15,6E-4	-
36	26	КТ-II-II-3	2002	3379	3390	-3102	-3113	-3107	3379	-3049	24,25	69,3	20,77	691,4	687,9	0,36	0,34	15,6E-4	-
37	26	КТ-II-II-3	2002	3420	3424	-3146	-3150	-3148	3420	-3090	24,56	69,5	18,84	690,3	683,5	0,36	0,33	18,9E-4	-
38	28	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	02.07.02	3190	3334	-2837	-2981	-2909	3182	-2829	30,40	65,0	23,90	673,7	662,2	0,47	0,40	23,4E-4	12,6E-4
39	28	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	2002	3190	3196	-2917	-2923	-2920	3193	-2840	35,00	62,6	18,87	702,9	673,9	0,50	0,33	16,9E-4	-
40	28	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	2002	3268	3279	-2996	-3007	-3002	3275	-2922	35,00	63,5	17,18	706,2	675,2	0,53	0,35	15,0E-4	-

Продолжение таблицы П.2.3.1

41	28	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	2002	3318	3321	-3044	-3047	-3046	3319	-2966	35,00	64,3	16,44	710,5	678,9	0,55	0,37	14,3E-4	-
42	51	КТ-II-I-2	23.06.02	3297	3339	-3001	-3043	-3022	3295	-2999	30,33	66,1	24,50	663,0	653,5	0,45	0,40	23,4E-4	16,1E-4
43	52	КТ-II-I-2	26.06.02	3244	3308	-2932	-2996	-2964	3240	-2928	30,48	64,0	25,00	663,3	652,6	0,57	0,50	24,6E-4	13,5E-4
44	53	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	12.07.03	3130	3438	-2695	-3003	-2849	3120	-2685	27,95	66,0	24,71	651,7	646,1	0,18	0,15	32,3E-4	13,6E-4
45	54	КТ-II-II-3	18.07.03	3147	3376	-2744	-2973	-2859	3135	-2733	24,42	66,0	17,60	690,5	679,0	0,50	0,44	21,1E-4	11,2E-4
46	55	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	18.07.03	3163	3546	-2674	-3057	-2866	3140	-2652	24,91	66,0	23,04	663,8	660,2	0,21	0,19	23,1E-4	13,3E-4
47	204	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	28.10.03	3138	3512	-2855	-3229	-3042	3230	-2947	35,47	69,0	24,82	677,3	662,8	0,39	0,32	20,1E-4	20,1E-4
48	204	КТ-II-II-3	05.11.03	3298	3512	-3015	-3229	-3122	3100	-2817	35,47	69,0	31,30	633,3	628,9	0,30	0,28	26,2E-4	26,2E-4
49	130	КТ-II-I-1	05.06.05	3460	3495	-3107	-3142	-3125	3390	-3038	34,32	68,0	20,31	699,2	678,3	0,25	0,14	16,8E-4	10,8E-4
50	206	КТ-II-I-1	13.05.06	3448	3520	-3179	-3251	-3215	3300	-3031	34,32	69,2	17,07	722,2	696,5	0,56	0,44	13,5E-4	10,0E-4
51	206		13.05.06	3448	3520	-3179	-3251	-3215	-	-	34,32	67,5	24,77	673,6	659,6	0,55	0,48	18,2E-4	12,4E-4
52	145	КТ-II-I-1	17.05.06	3409	3532	-3131	-3254	-3192	3300	-3022	34,32	69,0	30,51	638,4	634,6	0,25	0,23	15,5E-4	13,1E-4
53	145		17.05.06	3409	3532	-3131	-3254	-3192	-	-	34,32	67,5	24,35	665,3	650,9	0,33	0,25	18,6E-4	14,0E-4
54	144	КТ-II-I-1	09.08.07	3367	3563	-3087	-3283	-3185	3300	-3021	34,32	68,5	20,01	694,2	673,4	0,31	0,20	19,0E-4	11,0E-4
55	28	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	29.10.10	3190	3534	-2916	-3260	-3088	-	-	15,03	66,0	24,62	686,6	700,8	0,690	0,761	19,3E-4	7,9E-4
56	10	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	08.11.10	3266	3500	-2989	-3223	-3106	-	-	16,67	71,0	24,97	660,1	676,0	0,320	0,418	23,2E-4	13,3E-4
57	115	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	30.10.10	3090	3445	-2809	-3163	-2986	-	-	14,66	62,0	24,36	667,4	677,9	0,230	0,272	18,4E-4	9,9E-4
58	1-b	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	16.08.11	2909	3464	-2634	-3189	-2911	-	-	30,60	69,6	18,30	649,6	633,9	0,410	0,329	6,0E-4	-
59	1-b		13.08.12	2909	3464	-2634	-3189	-2911	-	-	28,29	70,1	17,85	633,6	621,3	0,340	0,278	32,9E-4	-
60	1-b		25.09.13	2909	3464	-2634	-3189	-2911	2890	-2615	23,12	69,9	21,56	660,7	660,9	0,440	0,449	22,0E-4	14,0E-4
61	1-b	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	16.11.23	2840	3464				2900		25,00	78,1	21,9	625,0	625,4	0,33		37,0E-4	
62	27	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	08.09.11	3262	3503	-3000	-3241	-3121	-	-	31,20	74,1	22,70	609,5	603,3	0,270	0,254	18,1E-4	-
63	27		27.09.13	3262	3503	-3000	-3241	-3121	-	-	17,67	70,3	23,39	669,9	681,5	0,400	0,472	22,0E-4	13,0E-4
64	7-a	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	08.09.11	3131	3712	-2845	-3366	-3105	-	-	34,03	74,1	31,20	523,4	524,6	0,310	0,341	39,0E-4	-
65	28	КТ-II-II-3	12.10.11	3461	3534	-3182	-3255	-3218	-	-	30,69	66,3	9,60	693,3	660,4	0,150		3,7E-4	-
66	104	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	12.10.11	3253	3533	-3002	-3282	-3142	-	-	31,58	75,0	5,98	727,6	694,1	0,880	0,731	10,2E-4	-
67	104		13.05.14	3253	3519	-3002	-3268	-3135	-	-	28,00	69,0	24,23	691,5	687,4	0,380	0,364	23,6E-4	11,8E-4
68	151	КТ-II-II-3	12.07.12	_	_	-3221	-3271	-3246	-	-	32,53	72,0	20,20	658,2	644,3	0,460	0,397	21,7E-4	-
69	3-a	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	13.08.12	_	_	-2847	-3206	-3026	-	-	24,42	69,0	24,42	599,6	601,1	0,250	0,265	41,5E-4	-
70	6-a	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	13.08.12	_	_	-2687	-3127	-2907	-	-	19,35	67,6	19,35	594,3	594,8	0,300	0,305	41,5E-4	-
71	6-b	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	26.09.13	3147	3456	-2872	-3181	-3027	-	-	31,38	70,0	24,22	680,1	671,7	0,630	0,594	19,0E-4	9,0E-4
72	10-a	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	13.08.12	_	_	-2770	-3080	-2925	-	-	20,37	66,9	20,37	571,4	571,3	0,270	0,269	36,9E-4	-
73	212	КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	13.08.12	_	_	-3163	-3617	-3390	-	-	24,52	76,0	15,96	664,3	659,4	0,450	0,448	26,7E-4	-
74	5-b	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	13.08.12	_	_	-2871	-3218	-3044	-	-	28,47	71,3	10,18	684,0	660,1	0,500	0,383	16,9E-4	-
75	513	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	29.09.13	3267	3721	-2971	-3314	-3142	-	-	17,02	70,0	24,89	676,3	691,1	0,480	0,567	22,0E-4	13,0E-4
76	111	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	05.07.14	3233	3601	-2953	-3319	-3136	-	-	30,00	73,2	24,32	695,7	692,2	0,370	0,371	29,6E-4	14,5E-4
77	135	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + МКТ	05.07.14	2567	3247	-2293	-2972	-2632	-	-	30,00	70,5	24,00	697,8	691,4	0,315	0,292	21,3E-4	15,0E-4
78	142	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	05.07.14	3248	3600	-2966	-3317	-3141	-	-	28,00	70,0	22,50	701,2	695,2	0,368	0,346	27,8E-4	13,1E-4
79	147	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	25.04.15	3344	3496	-3080	-3232	-3156			34,28	73,5	23,89	694,1	684,3	0,420	0,384	19,8E-4	11,2E-4
80	145	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	25.04.15	3410	3523	-3130	-3243	-3186			34,25	73,6	23,72	713,8	705,0	0,560	0,524	17,9E-4	10,9E-4
81	107	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	25.04.15	3298	3481	-3032	-3214	-3123			34,25	70,6	24,04	672,8	650,9	0,400	0,343	35,4E-4	11,5E-4
82	12-b	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	06.07.16	3186	3554	-2909	-3277	-3093			26,20	69,0	23,30	691,0	686,7	0,380	0,371	23,4E-4	
83	104	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	06.07.16	3259	3519	-3008	-3268	-3138			25,00	72,1	24,00	705,0	707,1	0,560	0,590	20,3E-4	
84	58	КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	06.07.16	3470	3881	-3187	-3598	-3393			25,50	69,0	22,40	717,0	712,1	0,440	0,430	19,8E-4	
85	102	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	11.06.17	3274	3653	-2975	-3265	-3120			35,40	67,5	25,70	694,0	674,7	0,510	0,434	28,1E-4	
86	113	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	14.06.17	3026	3463	-2742	-3179	-2961			35,40	67,0	26,47	691,0	672,9	0,630	0,557	23,9E-4	
87	103	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	12.06.17	3179	3526	-2931	-3278	-3105			35,40	67,0	25,66	695,0	675,2	0,530	0,450	28,6E-4	
88	109	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	13.06.17	3068	3550	-2790	-3270	-3030			35,40	67,0	25,02	708,0	686,5	0,560	0,475	28,2E-4	
89	343	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	01.12.25	3162	3476	-2881	-3195,7	-3038			17,20	62,0	16,57	701,0	699,0	0,48		37,32E-4	
90	345	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	26.11.25	2945	3232	-2669	-2956	-2813			9.0	63.2	7.60	782.0	778.0	0.67		45,19E-4	
Мин													18,50	651,7	646,1	0,18	0,14	11,6E-4	10,8E-4
Макс													25,00	706,8	690,1	0,60	1,80	32,3E-4	20,1E-4
Среднее													22,38	682,5	668,7	0,39	0,40	20,3E-4	13,5E-4

02.10.04 глубинные 31,30 отбракованные значения
28.10.10 рекомбинированные
09.08.07 исследования, которые выбраны для характеристики состава пластового
343-новая проба

Таблица П.2.3.2 - Стандартная сепарация пластовой нефти

№ исследования	Скважина	Дата отбора проб	Пласт	Давление эксперимента, Рехр	Температура эксперимента, Техр	Газо- содержание		Плотность сепари-рованной нефти	Плотность сепари-рованного газа	Объемный коэффициент при Рехр&Техр	Объемный коэффициент при Ps&Tпл (коррект.)	Отклонение по мат.балансу, %	Вязкость сепарированной нефти при 20°С
				МПа	°С	м3/м3	м3/т	кг/м3	кг/м3				мПа·с
КТ-I													
1	5	19.03.89	КТ-I	18,44	40	74,8	85,4	875,2	1,046	1,190	1,194	0,0	19,8
2	9	05.06.91	КТ-I	17,65	41	83,2	96,2	864,3	0,996	1,220	1,222	-0,4	16,6
3	12	21.05.90	КТ-I	19,12	40	75,4	85,6	880,1	0,896	1,180	1,184	0,0	25
4	130	31.10.25	КТ-I	15,50	42,4	30,5	35,1	871,0	0,858	1,068			
МКТ													
5	107	20.08.05	МКТ	30,01	58,12	113	136,59	827,3	1,4365	1,437	1,431	-3,5	-
6				30,01	58,12	108,73	131,99	823,8	1,4379	1,438	1,415	-4,8	4,27
КТ-II													
Северный свод													
7	315	11.08.07	КТ-II-II-3	34,32	73,0	187,2	223,2	838,6	1,072	1,510	1,544	-0,2	3,7
8	323	10.08.07	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	34,32	70,0	215,0	254,0	846,6	1,026	1,570	1,598	-0,1	4,8
9	20	1994	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	32,75	70,0	423,2	500,9	844,8	0,814	1,820	1,848	0,0	6,4
10	20	1990	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	31,32	64,0	204,3	242,0	844,1	0,864	1,534	1,571	-1,4	5,7
11	61	03.10.04	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	25,50	62,0	218,9	259,7	842,9	1,061	1,600	1,617	0,6	4,4
12	64	02.10.04	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	26,20	67,5	204,1	241,6	844,7	1,047	1,530	1,541	1,4	4,6
13	300	28.10.10	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	21,12	63,0	280,5	334,3	839,0	1,077	1,720	1,716	0,1	3,9
14	304	17.08.11	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	29,42	69,6	170,0	202,4	839,7	1,103	1,421	1,459	1,4	-
15	306	09.09.11	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	36,90	67,6	445,8	530,1	840,9	0,852	2,235	2,254	10	4,5
16	306	28.09.13	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	25,01	67,6	189,1	225,5	838,4	1,017	1,470	1,474	0,5	3,4
17	320	12.10.11	КТ-II-II-3	30,60	67,4	72,2	85,4	845,7	0,827	1,150	1,189	17	5,2
18	315	13.05.14	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	26,00	63,3	180,7	213,9	845,0	1,058	1,489	1,515	3,6	6,1
19	323	25.04.15	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	34,25	63,8	204,9	243,8	840,6	0,801	1,474	1,524	0,2	4,6
20	312	06.07.16	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	32,50	63,5	239,5	283,4	845,0	1,020	1,559	1,600	0,0	5,0
21	304	03.05.22	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	36,97	67,6	222,7	265,1	840,0	1,091	1,693	1,619	-7,8	5,3
Мин						170,0	202,4	838,6	0,864	1,421	1,459		3,7
Макс						218,9	259,7	846,6	1,103	1,600	1,617		5,7
Среднее						199,9	237,2	842,8	1,029	1,527	1,555		4,7
Южный свод													
22	5	21.08.87	КТ-II-II-3	40,10	72	233,7	280,1	834,3	1,241	1,640	1,692	-3,0	3,9
23	4	20.05.88	КТ-II-II-3	31,45	61	205,1	242,1	847,2	1,097	1,520	1,557	2,7	4,9
24	8	1994	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	35,02	70	286,5	331,5	864,1	0,969	1,718	1,737	0,0	9,3
25	8	1994	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	35,15	72,0	590,3	670,9	879,8	0,794	1,998	1,988	3,1	15,0
26	8	20.08.07	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	34,32	70,0	187,6	220,8	849,5	1,059	1,500	1,536	0,0	5,1
27	9	1994	КТ-II-II-3	30,32	64,0	144,0	170,6	844,3	-				4,5
28	9	09.04.90	КТ-II-II-3	31,80	65,0		-	840,8	-				4,3
29	9	19.02.90	КТ-II-II-3	32,95	66,0	283,2	336,1	842,5	1,043	1,770	1,788	0,0	4,4
30	9	01.12.89	КТ-II-II-3	33,42	67,0	74,0	88,1	840,1	1,241	1,690	1,748	-21	5,4
31	10	23.02.90	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	34,81	72,0	201,8	239,4	842,9	1,097	1,560	1,594	0,0	4,2
32	10	21.07.90	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	35,88	69,0	85,0	101,1	840,9	1,009	1,713	1,774	-24	5,4
33	15	1991	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	34,69	70,0	439,4	520,3	844,5	0,817	1,780	1,821	-0,2	7,0
34	26	20.06.02	КТ-II-II-3	30,40	66,0	222,5	263,5	844,3	1,094	1,600	1,629	0,2	3,8
35	26	2002	КТ-II-II-3	23,85	68,9	315,5	371,1	850,2	1,024	1,690	1,700	0,0	4,7
36	26	2002	КТ-II-II-3	24,25	69,3	323,6	380,1	851,5	1,034	1,710	1,719	0,3	-
37	26	2002	КТ-II-II-3	24,56	69,5	298,7	349,9	853,7	1,035	1,680	1,697	0,3	4,7
38	28	02.07.02	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	30,40	65,0	223,2	264,3	844,6	1,123	1,626	1,654	0,0	4,1
39	28	2002	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	35,00	62,6	184,5	220,2	837,5	1,006	1,460	1,523	-0,3	-
40	28	2002	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	35,00	63,5	173,2	206,2	840,0	1,007	1,440	1,506	-0,2	-
41	28	2002	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	35,00	64,3	165,3	196,0	843,0	1,005	1,430	1,497	-0,7	-
42	51	23.06.02	КТ-II-I-2	30,33	66,1	235,8	279,8	842,8	1,079	1,655	1,679	0,0	3,6

Продолжение таблицы П.2.3.2

43	52	26.06.02	КТ-II-I-2	30,48	64,0	241,0	285,6	843,8	1,026	1,645	1,672	0,0	4,1
44	53	12.07.03	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	27,95	66,0	242,5	288,0	841,9	1,147	1,720	1,735	-0,1	4,5
45	54	18.07.03	КТ-II-II-3	24,42	66,0	164,3	196,1	838,0	1,195	1,500	1,525	-0,1	4,3
46	55	18.07.03	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	24,91	66,0	212,2	252,2	841,3	1,142	1,630	1,639	0,1	4,4
47	204	28.10.03	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	35,47	69,0	229,5	271,8	844,3	1,046	1,609	1,644	-0,5	-
48	204	05.11.03	КТ-II-II-3	35,47	69,0	309,3	367,7	841,3	1,099	1,839	1,852	1,4	-
49	130	05.06.05	КТ-II-I-1	34,32	68,0	177,9	211,8	839,8	1,115	1,480	1,526	0,3	4,2
50	206	13.05.06	КТ-II-I-1	34,32	69,2	144,9	170,9	847,7	1,041	1,380	1,431	0,2	4,8
51	206	13.05.06	КТ-II-I-1	34,32	67,5	224,0	264,1	848,1	1,050	1,610	1,644	-0,1	-
52	145	17.05.06	КТ-II-I-1	34,32	69,0	299,4	353,8	846,2	0,966	1,780	1,791	-0,1	4,5
53	145	17.05.06	КТ-II-I-1	34,32	67,5	242,3	284,7	851,2	1,078	1,660	1,697	0,7	-
54	144	09.08.07	КТ-II-I-1	34,32	68,5	188,5	224,0	841,4	1,071	1,500	1,546	0,2	3,9
55	10	08.11.10	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	16,67	71,0	228,2	271,1	841,9	1,147	1,670	1,631	0,1	4,1
56	28	29.10.10	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	15,03	66,0	207,3	245,7	843,7	1,087	1,560	1,528	-0,2	4,5
57	115	30.10.10	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	14,66	62,0	259,2	309,6	837,3	1,171	1,710	1,683	0,0	3,6
58	1-b	16.08.11	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	30,60	69,6	163,1	196,3	830,6	0,893	1,336	1,369	12	3,8
59	1-b	13.08.12	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	28,29	70,1	162,3	194,6	834,2	1,007	1,433	1,461	9,9	4,8
60	1-b	25.09.13	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	23,12	69,9	208,6	248,8	838,4	1,050	1,600	1,600	0,0	3,7
61	1-b	16.11.23	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	25,0	78,10	208,7	254,3	820,8	1,051	1,635			
62	27	08.09.11	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	31,20	74,1	227,5	268,3	848,1	0,850	1,504	1,519	14	5,3
63	27	27.09.13	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	17,67	70,3	204,8	241,6	847,6	1,007	1,570	1,543	0,2	4,5
64	7-a	08.09.11	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	34,03	74,1	326,5	385,0	848,1	0,987	1,900	1,896	18	3,0
65	28	12.10.11	КТ-II-II-3	30,69	66,3	73,6	88,9	827,7	0,919	1,152	1,209	12	3,7
66	104	12.10.11	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	31,58	75,0	38,9	50,9	763,0	1,129	1,109	1,163	0,0	3,0
67	104	13.05.14	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	28,00	69,0	251,5	295,1	852,3	1,140	1,647	1,657	0,0	6,8
68	151	12.07.12	КТ-II-II-3	32,53	72,0	141,0	163,7	861,5	0,866	1,494	1,526	0,0	7,1
69	3-a	13.08.12	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	24,42	69,0	236,7	287,0	825,0	0,825	1,578	1,574	7,8	3,4
70	6-a	13.08.12	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	19,35	67,6	172,6	208,7	826,9	0,817	1,482	1,481	10	3,2
71	6-b	26.09.13	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	31,38	70,0	216,0	254,4	848,9	1,087	1,590	1,610	0,2	5,8
72	10-a	13.08.12	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	20,37	66,9	196,5	239,3	821,1	0,836	1,514	1,514	14	3,7
73	212	13.08.12	КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	24,52	76,0	97,8	116,0	843,2	0,824	1,255	1,264	11	4,7
74	5-b	13.08.12	КТ-II-I-2 +КТ-II-II-3	28,47	71,3	70,7	83,6	845,7	0,919	1,185	1,228	12	5,1
75	513	29.09.13	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	17,02	70,0	235,1	280,0	839,6	0,967	1,580	1,546	-0,1	3,5
76	111	05.07.14	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	30,00	73,2	249,8	292,6	853,7	0,967	1,612	1,620	-2,3	8,5
77	135	05.07.14	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + МКТ	30,00	70,5	238,9	282,7	845,0	0,967	1,520	1,533	1,5	6,2
78	142	05.07.14	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	28,00	70,0	202,8	234,8	863,5	1,028	1,504	1,517	1,6	11,2
79	147	25.04.15	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	34,28	73,5	183,8	214,5	857,0	1,037	1,506	1,528	0,2	5,1
80	145	25.04.15	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2	34,25	73,6	161,4	186,8	864,3	0,974	1,444	1,462	-0,9	5,4
81	107	25.04.15	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	34,25	70,6	226,6	270,2	838,6	0,937	1,559	1,611	0,2	4,5
82	12-b	06.07.16	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	26,20	69,0	215,2	253,5	849,0	0,931	1,518	1,528	0,1	5,0
83	104	06.07.16	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	25,00	72,1	220,3	257,3	856,0	0,973	1,518	1,514	0,0	4,8
84	58	06.07.16	КТ-II-II-3 + КТ-II-II-4	25,50	69,0	208,2	246,6	844,0	0,962	1,457	1,467	0,0	4,6
85	102	11.06.17	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	35,40	67,5	223,9	264,7	846,0	0,906	1,511	1,554	0,0	5,4
86	113	14.06.17	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	35,40	67,0	236,5	275,8	845,0	0,936	1,528	1,569	1,0	4,9
87	103	12.06.17	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	35,40	67,0	227,2	268,9	845,0	0,948	1,526	1,571	0,0	4,7
88	109	13.06.17	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	35,40	67,0	222,7	262,5	842,0	0,936	1,484	1,53	0,0	5,2
89	343*	01.12.25	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	17.2	62.0	142,34	170,67	834,0	1,067	1,405			
90	345*	26.11.25	КТ-II-I-1 + КТ-II-I-2 + КТ-II-II-3	9,0	63,2	77,3	93,4	828,0	1,246	1,182			
Мин						164,3	196,0	834,3	0,966	1,430	1,497		3,6
Макс						299,4	353,8	853,7	1,241	1,780	1,791		9,3
Среднее						222,7	263,6	843,6	1,074	1,597	1,631		4,6

Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	2	2	0	98	3	0	0	360,0	1	0	2	1	1	65	57	29	9,9	34,0	81,6
2027	3	3	0	101	1	0	0	370,8	2	0	3	2	1	66	57	30	11,1	33,9	86,9
2028	2	2	0	103	1	0	0	378,0	2	0	2	2	0	66	55	32	12,2	35,6	91,9
2029	1	1	0	104	2	0	0	381,6	1	0	1	1	0	66	56	33	13,0	36,8	96,3
2030	1	1	0	105	2	0	0	385,2	0	0	0	0	0	67	56	33	13,6	37,0	99,0
2031	1	1	0	106	1	0	0	388,8	1	0	2	2	0	66	55	34	13,6	35,5	99,5
2032	1	1	0	107	1	0	0	392,4	0	0	1	1	0	66	54	34	14,5	37,8	101,4
2033	2	2	0	109	1	0	0	399,6	0	0	1	1	0	67	54	34	15,5	40,9	111,4
2034	2	2	0	111	1	0	0	406,8	1	0	1	1	0	68	53	35	16,0	44,6	128,1
2035	2	2	0	113	0	0	0	414,0	1	0	2	2	0	68	52	36	16,7	47,9	137,8
2036	2	2	0	115	0	0	0	421,2	0	0	0	0	0	70	52	36	17,4	50,9	146,7
2037	2	2	0	117	0	0	0	428,4	1	0	1	1	0	71	52	37	18,2	53,9	155,5
2038	2	2	0	119	0	0	0	435,6	1	0	1	1	0	72	51	38	18,9	57,7	164,5
2039	2	2	0	121	0	0	0	442,8	0	0	1	1	0	73	51	38	19,4	61,1	174,8
2040	2	2	0	123	0	0	0	450,0	0	0	1	1	0	74	50	38	19,6	63,9	186,2
2041	2	2	0	125	0	0	0	457,2	0	0	1	1	0	75	50	38	19,6	66,6	197,7
2042	2	2	0	127	0	0	0	464,4	0	0	0	0	0	77	50	38	19,4	69,0	205,4
2043	2	2	0	129	0	0	0	471,6	1	0	1	1	0	78	50	39	19,1	70,6	209,0
2044	2	2	0	131	0	0	0	478,8	1	0	2	2	0	78	48	40	19,0	73,7	211,4
2045	2	2	0	133	1	0	0	486,0	0	0	2	2	0	78	47	40	19,0	77,1	216,2
2046	0	0	0	133	0	0	0	486,0	1	0	2	2	0	76	45	41	18,9	79,5	218,5
2047	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	76	46	41	18,6	82,2	218,8
2048	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	76	46	41	18,1	84,9	224,0
2049	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	75	46	41	17,8	88,0	228,8
2050	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	75	46	41	17,4	91,3	233,7
2051	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	75	47	41	16,7	94,3	239,2
2052	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	75	47	41	16,1	97,5	245,0
2053	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	75	48	41	15,5	100,7	251,0
2054	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	2	2	0	73	46	41	15,1	105,0	256,1
2055	0	0	0	133	0	0	0	486,0	1	0	1	1	0	72	46	42	14,4	108,3	253,2
2056	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	71	45	42	13,8	111,1	254,2
2057	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	71	46	42	13,3	114,9	261,0
2058	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	71	46	42	12,7	118,9	268,1
2059	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	70	46	42	12,1	122,0	271,5
2060	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	70	46	42	11,5	125,4	275,8
2061	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	70	47	42	11,1	129,7	283,8
2062	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	69	46	42	10,6	134,2	290,1
2063	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	69	47	42	10,2	138,8	297,0
2064	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	68	46	42	9,9	143,6	306,0
2065	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	68	47	42	9,5	148,6	315,5
2066	0	0	0	133	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	67	46	42	9,2	152,9	320,7

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	191,2	0,7	1,1	10906,0	38,8	0,103	654,5	582,1	18580,7	11893,7	70,8	651,9	22969,3	83,9	86,4	248,503	5417,970
2027	218,8	0,8	1,3	11124,8	39,6	0,105	670,8	579,5	19251,5	12473,2	67,4	709,1	23678,4	87,0	86,4	296,440	5714,410
2028	248,1	0,9	1,5	11373,0	40,5	0,108	726,2	603,3	19977,7	13076,6	65,8	789,6	24468,0	88,5	86,5	337,822	6052,232
2029	268,2	1,0	1,6	11641,2	41,4	0,110	758,7	636,1	20736,4	13712,6	64,6	866,9	25334,8	92,3	86,6	368,795	6421,026
2030	287,4	1,0	1,7	11928,6	42,4	0,113	782,5	646,1	21518,9	14358,7	63,3	901,6	26236,4	92,2	86,8	397,055	6818,081
2031	301,9	1,1	1,9	12230,5	43,5	0,116	786,1	650,2	22305,1	15009,0	61,6	922,3	27158,7	92,9	87,0	416,375	7234,457
2032	320,9	1,1	2,0	12551,4	44,7	0,119	837,7	680,1	23142,8	15689,0	61,7	967,7	28126,4	91,5	87,2	443,072	7677,528
2033	349,2	1,2	2,2	12900,6	45,9	0,122	924,6	738,0	24067,3	16427,0	62,2	1089,5	29215,9	93,7	87,4	482,108	8159,637
2034	368,5	1,3	2,4	13269,1	47,2	0,125	1025,5	787,2	25092,8	17214,2	64,1	1255,4	30471,3	98,5	87,8	508,274	8667,910
2035	388,0	1,4	2,6	13657,1	48,6	0,129	1112,7	833,8	26205,5	18047,9	65,1	1373,1	31844,4	100,0	88,3	532,065	9199,976
2036	412,1	1,5	2,9	14069,3	50,1	0,133	1202,4	873,0	27407,9	18920,9	65,7	1477,8	33322,2	100,0	88,7	561,867	9761,843
2037	439,0	1,6	3,1	14508,2	51,6	0,137	1299,5	927,9	28707,4	19848,9	66,2	1591,9	34914,1	100,0	89,2	593,020	10354,862
2038	466,6	1,7	3,4	14974,8	53,3	0,142	1421,1	976,4	30128,5	20825,3	67,2	1729,6	36643,7	100,0	89,6	622,428	10977,291
2039	488,5	1,7	3,7	15463,3	55,0	0,146	1536,8	1046,7	31665,3	21872,0	68,2	1857,1	38500,8	100,0	90,1	639,907	11617,198
2040	505,4	1,8	4,0	15968,7	56,8	0,151	1650,0	1091,7	33315,2	22963,7	69,4	1978,1	40478,9	100,0	90,5	649,179	12266,377
2041	520,2	1,9	4,3	16488,8	58,7	0,156	1766,0	1160,2	35081,3	24124,0	70,5	2100,1	42579,0	100,0	91,0	643,390	12909,767
2042	520,5	1,9	4,5	17009,3	60,5	0,161	1851,8	1185,0	36933,0	25309,0	71,9	2181,4	44760,3	100,0	91,4	616,025	13525,792
2043	521,3	1,9	4,7	17530,7	62,4	0,166	1928,6	1218,4	38861,6	26527,4	73,0	2254,7	47015,0	100,0	91,7	579,726	14105,518
2044	519,5	1,8	4,9	18050,2	64,2	0,171	2018,5	1229,3	40880,2	27756,7	74,3	2338,2	49353,2	100,0	92,1	542,074	14647,592
2045	518,8	1,8	5,2	18569,0	66,1	0,176	2107,8	1252,4	42987,9	29009,0	75,4	2415,3	51768,4	99,7	92,4	497,908	15145,499
2046	518,8	1,8	5,4	19087,9	67,9	0,180	2178,8	1280,4	45166,7	30289,4	76,2	2475,8	54244,2	99,5	92,7	460,047	15605,546
2047	502,3	1,8	5,6	19590,1	69,7	0,185	2222,8	1335,7	47389,5	31625,2	77,4	2503,6	56747,8	99,5	93,0	404,000	16009,546
2048	490,6	1,7	5,8	20080,7	71,5	0,190	2295,8	1379,9	49685,3	33005,1	78,6	2562,9	59310,7	99,5	93,3	364,819	16374,365
2049	478,0	1,7	6,0	20558,6	73,2	0,194	2365,3	1440,3	52050,6	34445,4	79,8	2618,1	61928,7	99,5	93,5	325,225	16699,590
2050	463,8	1,7	6,1	21022,4	74,8	0,199	2437,5	1484,8	54488,0	35930,1	81,0	2674,5	64603,2	99,5	93,7	284,800	16984,389
2051	447,3	1,6	6,3	21469,7	76,4	0,203	2518,7	1568,6	57006,7	37498,7	82,2	2737,5	67340,7	99,5	94,0	247,394	17231,783
2052	430,9	1,5	6,5	21900,6	77,9	0,207	2603,0	1621,4	59609,7	39120,1	83,4	2803,4	70144,1	99,5	94,2	214,289	17446,072
2053	414,9	1,5	6,7	22315,5	79,4	0,211	2690,4	1712,4	62300,1	40832,5	84,6	2872,6	73016,7	99,5	94,4	185,044	17631,117
2054	397,0	1,4	6,9	22712,5	80,8	0,215	2768,1	1732,2	65068,3	42564,7	85,7	2931,1	75947,8	99,5	94,6	158,399	17789,516
2055	372,9	1,3	6,9	23085,4	82,1	0,218	2797,3	1776,2	67865,5	44340,9	86,7	2938,3	78886,1	99,5	94,7	132,628	17922,144
2056	354,9	1,3	7,1	23440,3	83,4	0,222	2855,3	1798,4	70720,8	46139,3	87,6	2978,0	81864,1	99,5	94,9	113,314	18035,458
2057	340,8	1,2	7,3	23781,1	84,6	0,225	2952,7	1902,2	73673,6	48041,5	88,5	3058,1	84922,2	99,5	95,1	100,824	18136,282
2058	326,3	1,2	7,6	24107,4	85,8	0,228	3053,8	1967,6	76727,4	50009,2	89,3	3141,3	88063,5	99,5	95,2	91,251	18227,533
2059	308,6	1,1	7,7	24416,1	86,9	0,231	3111,8	2034,4	79839,2	52043,5	90,1	3181,1	91244,7	99,5	95,4	84,495	18312,028
2060	291,4	1,0	7,9	24707,4	87,9	0,234	3180,4	2080,9	83019,5	54124,4	90,8	3231,2	94475,9	99,5	95,5	78,075	18390,103
2061	280,4	1,0	8,3	24987,8	88,9	0,236	3289,8	2200,3	86309,4	56324,7	91,5	3325,2	97801,1	99,5	95,6	73,550	18463,653
2062	268,0	1,0	8,6	25255,8	89,9	0,239	3379,6	2243,4	89688,9	58568,1	92,1	3399,3	101200,3	99,5	95,8	68,821	18532,474
2063	256,6	0,9	9,0	25512,4	90,8	0,241	3475,3	2358,9	93164,3	60927,0	92,6	3479,9	104680,2	99,5	95,9	64,516	18596,990
2064	247,4	0,9	9,6	25759,8	91,7	0,244	3595,9	2422,1	96760,1	63349,1	93,1	3585,7	108265,8	99,5	96,0	60,920	18657,910
2065	238,8	0,8	10,2	25998,7	92,5	0,246	3720,9	2561,9	100481,0	65911,1	93,6	3696,2	111962,0	99,5	96,1	57,576	18715,486
2066	228,1	0,8	10,8	26226,7	93,3	0,248	3796,2	2596,3	104277,2	68507,3	94,0	3757,9	115719,9	99,5	96,2	53,838	18769,324

Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I основному объекту. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	2	2	0	100	0	0	0	360,0	1	0	5	4	1	59	53	29	9,8	34,6	81,6
2027	3	3	0	103	0	0	0	370,8	2	0	4	3	1	59	51	30	10,7	34,8	86,9
2028	2	2	0	105	0	0	0	378,0	2	0	4	3	1	58	48	31	11,9	37,1	92,8
2029	1	1	0	106	0	0	0	381,6	1	0	3	3	0	56	46	32	12,5	38,5	96,8
2030	1	1	0	107	0	0	0	385,2	0	0	2	2	0	55	44	32	12,7	38,7	97,5
2031	1	1	0	108	0	0	0	388,8	1	0	2	2	0	54	43	33	12,3	36,4	97,0
2032	1	1	0	109	0	0	0	392,4	0	0	1	1	0	54	42	33	13,3	38,9	99,2
2033	2	2	0	111	0	0	0	399,6	0	0	2	1	1	55	42	32	14,5	42,4	108,6
2034	2	2	0	113	0	0	0	406,8	0	0	1	1	0	56	41	32	15,4	46,7	123,7
2035	2	2	0	115	0	0	0	414,0	1	0	2	2	0	56	40	33	16,4	50,6	132,8
2036	2	2	0	117	0	0	0	421,2	0	0	0	0	0	58	40	33	17,4	53,9	142,5
2037	2	2	0	119	0	0	0	428,4	1	0	1	1	0	59	40	34	18,5	57,2	152,1
2038	2	2	0	121	0	0	0	435,6	1	0	1	1	0	60	39	35	19,5	61,4	162,0
2039	2	2	0	123	0	0	0	442,8	0	0	0	0	0	62	40	35	20,1	65,1	173,1
2040	2	2	0	125	0	0	0	450,0	0	0	0	0	0	64	40	35	20,4	68,0	185,4
2041	2	2	0	127	0	0	0	457,2	0	0	0	0	0	66	41	35	20,5	70,8	197,7
2042	2	2	0	129	0	0	0	464,4	0	0	0	0	0	68	41	35	20,3	73,3	205,8
2043	2	2	0	131	0	0	0	471,6	1	0	1	1	0	69	41	36	20,0	74,8	209,5
2044	2	2	0	133	0	0	0	478,8	1	0	1	1	0	70	40	37	19,8	77,8	212,5
2045	2	2	0	135	0	0	0	486,0	0	0	2	2	0	70	39	37	19,8	81,2	218,7
2046	0	0	0	135	0	0	0	486,0	1	0	1	1	0	69	38	38	19,7	83,7	221,5
2047	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	69	39	38	19,2	85,9	221,8
2048	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	69	39	38	18,8	88,7	227,0
2049	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	68	39	38	18,5	92,0	231,8
2050	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	68	39	38	18,1	95,4	236,7
2051	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	68	40	38	17,4	98,5	242,2
2052	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	68	40	38	16,8	101,8	247,9
2053	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	68	41	38	16,2	105,2	254,0
2054	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	2	2	0	66	39	38	15,7	109,7	258,9
2055	0	0	0	135	0	0	0	486,0	1	0	1	1	0	65	39	39	15,0	113,2	254,9
2056	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	64	38	39	14,4	116,1	255,3
2057	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	64	39	39	13,8	120,0	262,1
2058	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	64	39	39	13,2	124,1	269,1
2059	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	63	39	39	12,6	127,3	272,1
2060	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	63	39	39	11,9	130,7	275,9
2061	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	63	40	39	11,5	135,2	283,9
2062	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	62	39	39	11,0	139,8	289,9
2063	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	62	40	39	10,6	144,7	296,5
2064	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	61	39	39	10,2	149,6	305,4
2065	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	0	0	0	61	40	39	9,9	154,8	314,7
2066	0	0	0	135	0	0	0	486,0	0	0	1	1	0	60	39	39	9,5	159,1	319,4

Таблица П.4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I основному объекту. 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	178,4	0,7	1,2	10884,8	41,7	0,114	629,2	565,2	18539,8	11866,7	71,7	651,9	22969,3	87,8	86,5	214,412	5358,678
2027	194,1	0,7	1,3	11078,9	42,4	0,116	629,2	543,9	19169,0	12410,6	69,2	709,1	23678,4	93,9	86,8	238,715	5597,394
2028	217,5	0,8	1,4	11296,4	43,3	0,118	677,5	560,7	19846,5	12971,2	67,9	782,5	24460,8	95,4	87,0	275,186	5872,580
2029	223,2	0,9	1,5	11519,6	44,1	0,120	686,7	564,1	20533,2	13535,3	67,5	837,4	25298,2	100,4	87,4	287,939	6160,519
2030	223,4	0,9	1,5	11743,1	45,0	0,123	682,1	545,7	21215,2	14081,0	67,2	854,2	26152,4	102,9	87,8	296,065	6456,583
2031	224,9	0,9	1,6	11968,0	45,9	0,125	667,2	531,3	21882,4	14612,3	66,3	865,9	27018,4	106,0	88,3	307,013	6763,596
2032	241,5	0,9	1,7	12209,5	46,8	0,128	709,3	551,7	22591,7	15163,9	65,9	896,6	27914,9	103,0	88,7	339,367	7102,963
2033	269,4	1,0	1,9	12478,9	47,8	0,130	789,5	602,9	23381,3	15766,9	65,9	969,4	28884,3	100,0	89,1	383,796	7486,759
2034	292,9	1,1	2,2	12771,8	48,9	0,133	889,6	651,3	24270,9	16418,2	67,1	1083,4	29967,8	100,0	89,4	420,374	7907,133
2035	316,8	1,2	2,4	13088,6	50,1	0,137	976,3	697,4	25247,2	17115,6	67,5	1185,2	31153,0	100,0	89,8	454,092	8361,225
2036	343,4	1,3	2,6	13432,0	51,5	0,140	1061,4	732,0	26308,7	17847,6	67,6	1287,7	32440,7	100,0	90,1	490,895	8852,121
2037	372,6	1,4	2,9	13804,7	52,9	0,144	1153,8	782,2	27462,4	18629,8	67,7	1399,2	33839,8	100,0	90,5	528,408	9380,528
2038	402,5	1,5	3,3	14207,1	54,4	0,148	1270,4	825,8	28732,8	19455,6	68,3	1534,1	35374,0	100,0	90,9	563,595	9944,124
2039	426,6	1,6	3,6	14633,8	56,1	0,153	1380,9	890,9	30113,8	20346,5	69,1	1658,6	37032,6	100,0	91,2	586,327	10530,451
2040	445,6	1,7	3,9	15079,4	57,8	0,158	1488,8	930,5	31602,6	21277,0	70,1	1776,2	38808,8	100,0	91,6	600,375	11130,825
2041	462,4	1,8	4,2	15541,7	59,5	0,162	1599,3	993,5	33201,9	22270,5	71,1	1894,6	40703,4	100,0	92,0	598,929	11729,754
2042	464,7	1,8	4,4	16006,4	61,3	0,167	1679,2	1012,5	34881,1	23283,0	72,3	1972,1	42675,5	100,0	92,3	575,513	12305,267
2043	467,4	1,8	4,6	16473,8	63,1	0,172	1750,0	1039,9	36631,2	24322,9	73,3	2041,2	44716,7	100,0	92,6	542,808	12848,074
2044	469,3	1,8	4,9	16943,1	64,9	0,177	1841,5	1052,3	38472,7	25375,2	74,5	2129,3	46846,0	100,0	93,0	509,685	13357,760
2045	470,1	1,8	5,1	17413,2	66,7	0,182	1931,6	1076,2	40404,3	26451,4	75,7	2215,0	49061,1	100,0	93,3	469,759	13827,519
2046	471,2	1,8	5,4	17884,3	68,5	0,187	1999,7	1101,3	42404,0	27552,6	76,4	2280,3	51341,4	100,0	93,5	435,313	14262,832
2047	457,1	1,8	5,6	18341,4	70,3	0,192	2040,2	1153,2	44444,2	28705,8	77,6	2307,0	53648,4	100,0	93,8	381,829	14644,661
2048	447,1	1,7	5,8	18788,5	72,0	0,196	2106,4	1190,6	46550,7	29896,4	78,8	2361,3	56009,6	100,0	94,0	344,573	14989,234
2049	436,0	1,7	6,0	19224,5	73,7	0,201	2168,9	1244,0	48719,6	31140,4	79,9	2411,2	58420,8	100,0	94,3	306,736	15295,970
2050	423,4	1,6	6,2	19647,9	75,3	0,205	2233,8	1281,2	50953,5	32421,6	81,0	2462,1	60882,9	100,0	94,5	267,913	15563,884
2051	408,3	1,6	6,3	20056,2	76,8	0,210	2307,5	1357,4	53261,0	33778,9	82,3	2519,2	63402,1	100,0	94,7	231,970	15795,854
2052	393,4	1,5	6,5	20449,6	78,4	0,214	2383,9	1402,3	55644,9	35181,2	83,5	2579,0	65981,1	100,0	94,9	200,199	15996,053
2053	378,7	1,5	6,7	20828,2	79,8	0,218	2463,1	1485,1	58108,0	36666,3	84,6	2641,7	68622,9	100,0	95,1	172,172	16168,225
2054	362,1	1,4	6,9	21190,3	81,2	0,221	2532,4	1496,4	60640,4	38162,7	85,7	2693,5	71316,3	100,0	95,3	146,638	16314,863
2055	339,2	1,3	6,9	21529,5	82,5	0,225	2552,7	1531,6	63193,0	39694,3	86,7	2693,7	74010,0	100,0	95,4	121,882	16436,745
2056	322,4	1,2	7,1	21852,0	83,7	0,228	2601,5	1544,6	65794,5	41239,0	87,6	2725,9	76735,9	100,0	95,6	103,494	16540,239
2057	309,4	1,2	7,3	22161,4	84,9	0,231	2689,4	1638,8	68483,9	42877,8	88,5	2798,2	79534,1	100,0	95,7	91,850	16632,089
2058	296,0	1,1	7,5	22457,3	86,0	0,235	2780,5	1694,4	71264,5	44572,2	89,4	2873,3	82407,4	100,0	95,9	83,049	16715,138
2059	279,4	1,1	7,7	22736,7	87,1	0,238	2828,3	1750,8	74092,7	46323,0	90,1	2904,6	85312,0	100,0	96,0	76,998	16792,136
2060	263,1	1,0	7,8	22999,9	88,1	0,240	2886,1	1786,6	76978,8	48109,7	90,9	2945,8	88257,9	100,0	96,1	71,222	16863,358
2061	253,1	1,0	8,2	23253,0	89,1	0,243	2984,5	1894,9	79963,3	50004,6	91,5	3030,5	91288,4	100,0	96,3	67,286	16930,644
2062	241,6	0,9	8,5	23494,6	90,0	0,245	3062,6	1926,5	83025,9	51931,0	92,1	3094,9	94383,2	100,0	96,4	63,094	16993,737
2063	231,2	0,9	8,9	23725,8	90,9	0,248	3146,4	2029,9	86172,3	53961,0	92,7	3165,4	97548,6	100,0	96,5	59,280	17053,017
2064	222,9	0,9	9,4	23948,7	91,8	0,250	3254,4	2080,7	89426,7	56041,7	93,2	3260,6	100809,2	100,0	96,6	56,132	17109,149
2065	215,1	0,8	10,0	24163,7	92,6	0,252	3366,5	2207,6	92793,3	58249,2	93,6	3360,1	104169,3	100,0	96,7	53,198	17162,347
2066	205,1	0,8	10,6	24368,8	93,4	0,255	3428,4	2228,4	96221,6	60477,7	94,0	3410,3	107579,6	100,0	96,8	49,835	17212,181

Таблица П.4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту КТ-I. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	3	3	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	4	0	12,3	24,3	0,0
2027	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	0	0	0	0	7	6	0	14,3	24,1	0,0
2028	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	1	0	0	0	8	7	1	14,5	23,1	43,5
2029	0	0	0	3	2	0	0	0,0	0	1	0	0	0	10	10	2	16,1	25,8	57,7
2030	0	0	0	3	2	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	2	18,4	28,8	68,3
2031	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	0	1	1	0	12	12	2	20,0	31,0	81,3
2032	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	1	1	1	0	12	12	3	20,1	32,6	82,9
2033	0	0	0	3	1	0	0	0,0	0	2	1	1	0	12	12	5	20,1	34,1	87,8
2034	0	0	0	3	1	0	0	0,0	1	0	1	1	0	12	12	6	19,1	34,3	90,6
2035	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	6	18,1	34,6	90,3
2036	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	6	17,4	35,8	91,4
2037	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	6	16,8	37,0	92,6
2038	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	12	6	16,3	38,2	94,0
2039	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	11	11	6	15,7	39,5	95,4
2040	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	10	10	6	15,2	40,9	97,0
2041	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	9	9	6	14,7	42,3	98,7
2042	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	9	6	14,2	43,8	100,6
2043	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	9	6	13,7	45,3	102,6
2044	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	8	8	6	13,6	47,9	100,4
2045	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	7	7	6	13,4	50,6	96,2
2046	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	6	6	6	13,1	53,5	93,9
2047	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	13,4	58,6	94,5
2048	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	13,0	60,8	96,9
2049	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	12,5	63,0	99,4
2050	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	12,1	65,4	102,1
2051	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	11,7	67,8	104,9
2052	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	11,4	70,3	107,9
2053	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	11,0	73,0	111,0
2054	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	10,7	75,7	114,2
2055	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	10,3	78,5	117,6
2056	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	10,0	81,5	121,2
2057	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	9,7	84,5	124,9
2058	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	9,4	87,7	128,8
2059	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	9,1	91,0	132,9
2060	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	8,8	94,4	137,2
2061	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	8,5	98,0	141,6
2062	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	8,2	101,7	146,3
2063	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	8,0	105,5	151,2
2064	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	7,7	109,5	156,2
2065	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	7,5	113,7	161,5
2066	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	6	6	7,3	118,0	167,1

Таблица П.4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту КТ-I. 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	12,8	0,7	0,7	21,2	1,1	0,002	25,2	16,8	40,9	27,0	49,1	0,0	0,0	0,0	0,0	34,091	59,291
2027	24,8	1,3	1,3	45,9	2,4	0,005	41,6	35,7	82,5	62,7	40,5	0,0	0,0	0,0	0,0	57,725	117,016
2028	30,6	1,6	1,6	76,5	4,0	0,008	48,8	42,7	131,3	105,3	37,2	7,1	7,1	10,0	3,8	62,636	179,652
2029	45,0	2,3	2,4	121,5	6,3	0,013	72,0	72,0	203,2	177,3	37,5	29,5	36,6	28,0	12,5	80,856	260,508
2030	64,0	3,3	3,5	185,5	9,6	0,019	100,5	100,5	303,7	277,7	36,3	47,3	84,0	32,0	19,1	100,990	361,498
2031	77,0	4,0	4,4	262,5	13,6	0,028	119,0	119,0	422,7	396,7	35,3	56,4	140,4	32,0	22,8	109,363	470,861
2032	79,4	4,1	4,8	341,9	17,7	0,036	128,4	128,4	551,0	525,1	38,2	71,1	211,4	38,0	26,3	103,705	574,565
2033	79,8	4,1	5,0	421,7	21,8	0,044	135,0	135,0	686,1	660,1	40,9	120,1	331,6	62,0	33,2	98,312	672,877
2034	75,7	3,9	5,0	497,3	25,8	0,052	135,8	135,8	821,9	796,0	44,3	171,9	503,5	90,0	42,4	87,900	760,778
2035	71,2	3,7	5,0	568,5	29,5	0,060	136,4	136,4	958,3	932,3	47,8	187,9	691,4	100,0	50,2	77,973	838,750
2036	68,7	3,6	5,0	637,2	33,0	0,067	141,0	141,0	1099,3	1073,3	51,2	190,2	881,5	100,0	56,3	70,972	909,722
2037	66,4	3,4	5,1	703,6	36,5	0,074	145,7	145,7	1245,0	1219,0	54,5	192,7	1074,2	100,0	61,1	64,612	974,334
2038	64,1	3,3	5,2	767,7	39,8	0,081	150,7	150,7	1395,7	1369,7	57,5	195,5	1269,7	100,0	64,9	58,833	1033,167
2039	61,9	3,2	5,3	829,6	43,0	0,087	155,8	155,8	1551,5	1525,5	60,3	198,5	1468,2	100,0	68,2	53,580	1086,747
2040	59,8	3,1	5,4	889,3	46,1	0,093	161,2	161,2	1712,6	1686,7	62,9	201,9	1670,1	100,0	70,9	48,804	1135,551
2041	57,8	3,0	5,6	947,1	49,1	0,099	166,7	166,7	1879,4	1853,4	65,4	205,4	1875,5	100,0	73,2	44,462	1180,013
2042	55,8	2,9	5,7	1002,9	52,0	0,105	172,5	172,5	2051,9	2026,0	67,6	209,3	2084,8	100,0	75,3	40,512	1220,525
2043	54,0	2,8	5,8	1056,9	54,8	0,111	178,6	178,6	2230,5	2204,5	69,8	213,4	2298,3	100,0	77,0	36,918	1257,444
2044	50,2	2,6	5,7	1107,1	57,4	0,116	177,0	177,0	2407,4	2381,5	71,6	208,9	2507,1	100,0	78,5	32,388	1289,832
2045	45,5	2,4	5,5	1152,6	59,7	0,121	171,9	171,9	2579,4	2553,4	73,5	200,2	2707,4	100,0	79,8	27,708	1317,540
2046	41,7	2,2	5,4	1194,3	61,9	0,125	170,3	170,3	2749,6	2723,7	75,5	195,5	2902,8	100,0	80,9	23,913	1341,453
2047	39,6	2,1	5,4	1233,9	63,9	0,129	173,3	173,3	2923,0	2897,0	77,2	196,6	3099,4	100,0	81,9	21,405	1362,857
2048	38,3	2,0	5,5	1272,2	65,9	0,133	179,7	179,7	3102,7	3076,8	78,7	201,6	3301,0	100,0	82,8	19,531	1382,388
2049	37,1	1,9	5,6	1309,2	67,8	0,137	186,4	186,4	3289,1	3263,2	80,1	206,9	3507,9	100,0	83,7	17,823	1400,211
2050	35,9	1,9	5,8	1345,1	69,7	0,141	193,3	193,3	3482,4	3456,5	81,4	212,4	3720,3	100,0	84,4	16,265	1416,476
2051	34,7	1,8	5,9	1379,8	71,5	0,145	200,5	200,5	3682,9	3656,9	82,7	218,3	3938,6	100,0	85,2	14,845	1431,321
2052	33,6	1,7	6,1	1413,4	73,2	0,148	208,0	208,0	3890,9	3864,9	83,8	224,4	4163,0	100,0	85,9	13,550	1444,872
2053	32,5	1,7	6,3	1446,0	74,9	0,152	215,7	215,7	4106,6	4080,6	84,9	230,8	4393,8	100,0	86,5	12,369	1457,241
2054	31,5	1,6	6,5	1477,5	76,6	0,155	223,8	223,8	4330,3	4304,4	85,9	237,6	4631,4	100,0	87,1	11,292	1468,532
2055	30,5	1,6	6,7	1508,0	78,1	0,158	232,1	232,1	4562,5	4536,5	86,9	244,7	4876,1	100,0	87,7	10,309	1478,841
2056	29,5	1,5	7,0	1537,5	79,7	0,161	240,8	240,8	4803,3	4777,4	87,7	252,1	5128,2	100,0	88,2	9,412	1488,253
2057	28,6	1,5	7,3	1566,1	81,1	0,164	249,9	249,9	5053,2	5027,2	88,6	259,9	5388,1	100,0	88,7	8,594	1496,847
2058	27,7	1,4	7,6	1593,9	82,6	0,167	259,3	259,3	5312,5	5286,5	89,3	268,0	5656,1	100,0	89,2	7,847	1504,694
2059	26,8	1,4	8,0	1620,7	84,0	0,170	269,0	269,0	5581,5	5555,6	90,0	276,5	5932,6	100,0	89,6	7,166	1511,860
2060	26,0	1,3	8,4	1646,7	85,3	0,173	279,2	279,2	5860,7	5834,7	90,7	285,4	6218,0	100,0	90,1	6,545	1518,405
2061	25,2	1,3	8,9	1671,8	86,6	0,175	289,7	289,7	6150,4	6124,5	91,3	294,7	6512,7	100,0	90,5	5,977	1524,382
2062	24,4	1,3	9,4	1696,2	87,9	0,178	300,7	300,7	6451,1	6425,1	91,9	304,4	6817,1	100,0	90,9	5,459	1529,841
2063	23,6	1,2	10,1	1719,8	89,1	0,180	312,0	312,0	6763,1	6737,2	92,4	314,5	7131,6	100,0	91,2	4,986	1534,828
2064	22,9	1,2	10,9	1742,7	90,3	0,183	323,9	323,9	7087,0	7061,0	92,9	325,1	7456,6	100,0	91,6	4,555	1539,382
2065	22,2	1,1	11,8	1764,9	91,4	0,185	336,1	336,1	7423,1	7397,1	93,4	336,1	7792,7	100,0	91,9	4,161	1543,543
2066	21,5	1,1	13,0	1786,4	92,6	0,187	348,9	348,9	7772,0	7746,0	93,8	347,6	8140,3	100,0	92,2	3,801	1547,344

Таблица П.4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту МКТ. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2045	0	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	19,6	26,0	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	18,3	27,0	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	17,0	28,0	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	15,9	29,1	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	14,8	30,2	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	13,8	31,4	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	12,9	32,6	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	12,0	33,9	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	11,2	35,2	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	10,4	36,6	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	9,7	38,0	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	9,1	39,4	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	8,5	41,0	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	7,9	42,6	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	7,3	44,2	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	6,9	45,9	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	6,4	47,7	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	6,0	49,5	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	5,6	51,5	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	5,2	53,5	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,8	55,5	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,5	57,7	0,0

Таблица П.4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту МКТ. 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2027	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2028	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2029	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2030	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2031	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2032	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2033	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2034	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2035	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2036	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2037	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2038	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2039	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2040	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2041	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2042	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2043	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2044	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2045	3,2	4,4	4,4	3,2	4,4	0,006	4,3	4,3	4,3	4,3	24,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,441	0,441
2046	6,0	8,2	8,6	9,2	12,6	0,018	8,9	8,9	13,1	13,1	32,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,822	1,262
2047	5,6	7,7	8,8	14,8	20,3	0,029	9,2	9,2	22,3	22,3	39,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,766	2,028
2048	5,2	7,1	9,0	20,0	27,4	0,040	9,6	9,6	31,9	31,9	45,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,714	2,742
2049	4,9	6,7	9,2	24,9	34,1	0,049	9,9	9,9	41,8	41,8	51,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,666	3,408
2050	4,5	6,2	9,4	29,4	40,3	0,058	10,3	10,3	52,1	52,1	56,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,621	4,029
2051	4,2	5,8	9,7	33,6	46,1	0,067	10,7	10,7	62,9	62,9	60,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,579	4,608
2052	3,9	5,4	10,0	37,6	51,5	0,075	11,1	11,1	74,0	74,0	64,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,540	5,148
2053	3,7	5,0	10,4	41,3	56,5	0,082	11,6	11,6	85,5	85,5	68,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,503	5,651
2054	3,4	4,7	10,8	44,7	61,2	0,089	12,0	12,0	97,6	97,6	71,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,469	6,120
2055	3,2	4,4	11,3	47,9	65,6	0,095	12,5	12,5	110,0	110,0	74,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,438	6,558
2056	3,0	4,1	11,9	50,9	69,7	0,101	13,0	13,0	123,0	123,0	77,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,408	6,966
2057	2,8	3,8	12,5	53,6	73,5	0,107	13,5	13,5	136,4	136,4	79,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,380	7,346
2058	2,6	3,5	13,4	56,2	77,0	0,112	14,0	14,0	150,4	150,4	81,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,355	7,701
2059	2,4	3,3	14,4	58,6	80,3	0,117	14,5	14,5	164,9	164,9	83,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,331	8,032
2060	2,3	3,1	15,7	60,9	83,4	0,121	15,1	15,1	180,0	180,0	85,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,308	8,340
2061	2,1	2,9	17,3	63,0	86,3	0,125	15,7	15,7	195,7	195,7	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,287	8,628
2062	2,0	2,7	19,5	64,9	89,0	0,129	16,3	16,3	212,0	212,0	88,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,268	8,896
2063	1,8	2,5	22,6	66,8	91,5	0,133	16,9	16,9	228,9	228,9	89,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,250	9,146
2064	1,7	2,3	27,3	68,5	93,8	0,136	17,6	17,6	246,4	246,4	90,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,233	9,379
2065	1,6	2,2	35,0	70,0	96,0	0,139	18,2	18,2	264,7	264,7	91,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,217	9,596
2066	1,5	2,0	50,1	71,5	98,0	0,142	18,9	18,9	283,6	283,6	92,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,203	9,798

Т.П 4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению, вариант 1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)													
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	150 634 152	5 251 159	5 679 129	-	-	-	3 745 517	-	8 213 947	8 595 431	8 990 857	9 400 681
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	17 726 836	-	-	7 090 734	3 545 367	3 545 367	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	11 146 298	-	4 680 285	-	-	-	-	6 466 013	-	-	-	-
ЗБС	тыс.тг.	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	179 507 286	5 251 159	10 359 414	7 090 734	3 545 367	3 545 367	3 745 517	6 466 013	8 213 947	8 595 431	8 990 857	9 400 681
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО													
Обустройство промысла													
Обустройство скважины	тыс.тг.	8 683 251	260 059	421 881	303 918	164 073	177 018	185 494	194 282	406 789	425 682	445 265	465 561
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	2 468 695	232 371	186 155	201 156	108 596	-	122 774	-	-	140 874	147 355	-
Модернизация и расширение установки подготовки подтоварной воды системы УППВ м/р Алибекмола	тыс.тг.	650 000	650 000										
Замена трубопроводов наскважинах Алибекмола	тыс.тг.	69 645	13 929	13 929	13 929	13 929	13 929						
Строительство резервного товарного компрессора	тыс.тг.	2 799 203	2 799 203										
СМР: «Реконструкция манифольдов № 4 м/р «Алибекмола»	тыс.тг.	466 000	166 000	150 000	150 000								
Замена рабочих станций КУУГ и обновление ПО КУУГ	тыс.тг.	110 000	110 000										
СМР по объекту: «Строительство 2-ой нитки низконапорного трубопровода СППД Алибекмола»	тыс.тг.	200 000	200 000										
Закуп и ПН серверов ТМ и ТИ и видеостены с программным обеспечением в диспетчеркой ПС-110/35/6кВ "Алибекмола"	тыс.тг.	220 000	220 000										
Ремонт объектов вахтового поселка Мунайшы Алибекмола	тыс.тг.	150 000	150 000										
Прочие проекты	тыс.тг.	350 100	210 000	66 000	74 100								
Капитального ремонта газовых двигателей «CATERPILLAR» Алибекмола	тыс.тг.	6 780 073	730 325	172 665	172 665	-	434 876	434 876	176 476	-	-	730 325	730 325
ОНСС	тыс.тг.	14 045 036	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654
ИТ (аппартное обеспечение, програмый продукт)	тыс.тг.	448 544	62 164	15 365	16 133	16 940	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.	222 195	91 000	109 721	21 474	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	37 662 741	6 505 705	1 746 370	1 564 029	914 191	1 254 263	1 371 583	999 199	1 035 229	1 194 996	1 951 385	1 824 327
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	тыс.тг.	217 170 027	11 756 864	12 105 783	8 654 763	4 459 558	4 799 631	5 117 100	7 465 211	9 249 176	9 790 427	10 942 242	11 225 007

Продолжение таблицы 4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)													
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	4 912 688	10 265 432	10 721 350	11 193 647	11 682 858	12 189 534	12 714 242	13 257 567	13 820 112	-	-	-
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	3 545 367	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЗБС	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	8 458 056	10 265 432	10 721 350	11 193 647	11 682 858	12 189 534	12 714 242	13 257 567	13 820 112	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО													
Обустройство промысла													
Обустройство скважины	тыс.тг.	486 594	508 387	530 966	554 356	578 584	603 677	629 663	656 570	684 430	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	161 032	168 244	-	-	-	-	208 379	217 283	-	236 048	-	-
Модернизация и расширение установки подготовки подтоварной воды системы УППВ м/р Алибекмола	тыс.тг.												
Замена трубопроводов наскважинах Алибекмола	тыс.тг.												
Строительство резервного товарного компрессора	тыс.тг.												
СМР: «Реконструкция манифольдов № 4 м/р «Алибекмола»	тыс.тг.												
Замена рабочих станций КУУГ и обновление ПО КУУГ	тыс.тг.												
СМР по объекту: «Строительство 2-ой нитки низконапорного трубопровода СППД Алибекмола»	тыс.тг.												
Закуп и ПН серверов ТМ и ТИ и видеостены с программным обеспечением в диспетчеркой ПС-110/35/6кВ "Алибекмола"	тыс.тг.												
Ремонт объектов вахтового поселка Мунайшы Алибекмола	тыс.тг.												
Прочие проекты	тыс.тг.												
Капитального ремонта газовых двигателей «CATERPILLAR» Алибекмола	тыс.тг.	172 665	172 665	-	434 876	434 876	176 476	-	-	730 325	730 325	172 665	172 665

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
ОНСС	тыс.тг.	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654	610 654
ИТ (аппартное обеспечение, програмый продукт)	тыс.тг.	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787	17 787
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	1 448 731	1 477 737	1 159 406	1 617 673	1 641 900	1 408 593	1 466 482	1 502 294	2 043 195	1 594 814	801 105	801 105
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	тыс.тг.	9 906 787	11 743 169	11 880 756	12 811 320	13 324 759	13 598 127	14 180 724	14 759 861	15 863 307	1 594 814	801 105	801 105

Продолжение таблицы 4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	27	28	29	30	31	32	33
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)								
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-
ЗБС	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО								
Обустройство промысла								
Обустройство скважины	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	338 429
Модернизация и расширение установки подготовки подтоварной воды системы УППВ м/р Алибекмола	тыс.тг.							
Замена трубопроводов наскважинах Алибекмола	тыс.тг.							
Строительство резервного товарного компрессора	тыс.тг.							
СМР: «Реконструкция манифольдов № 4 м/р «Алибекмола»	тыс.тг.							
Замена рабочих станций КУУГ и обновление ПО КУУГ	тыс.тг.							
СМР по объекту: «Строительство 2-ой нитки низконапорного трубопровода СППД Алибекмола»	тыс.тг.							
Закуп и ПН серверов ТМ и ТИ и видеостены с программным обеспечением в диспетчеркой ПС-110/35/6кВ "Алибекмола"	тыс.тг.							
Ремонт объектов вахтового поселка Мунайшы Алибекмола	тыс.тг.							
Прочие проекты	тыс.тг.							
Капитального ремонта газовых двигателей «CATERPILLAR» Алибекмола	тыс.тг.							
ОНСС	тыс.тг.							
ИТ (аппартное обеспечение, програмый продукт)	тыс.тг.							
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.							
Итого с инфляцией	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	338 429
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	338 429

Т.П 4.2.2 - Бюджетная эффективность в целом по месторождению, вариант 1

Составляющие	Ед.изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ														
НДС (с выручки)	тыс.тг.	289 680 309	2 287 801	2 678 294	3 159 882	3 911 491	3 752 051	4 127 000	4 458 536	4 913 289	5 278 562	5 660 463	6 310 507	6 868 304
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	19 836 736	300 595	337 518	365 887	384 182	403 391	413 476	423 812	434 408	445 268	456 400	467 810	479 505
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	8 440 745	113 005	127 296	138 197	145 107	152 362	156 171	160 076	164 078	168 180	172 384	176 694	181 111
Налог на имущество	тыс.тг.	19 290 115	238 303	353 580	432 067	450 246	441 277	437 963	452 226	490 757	538 381	589 691	642 478	680 765
Прочие налоги	тыс.тг.	14 708 916	191 231	200 792	210 832	221 373	232 442	238 253	244 210	250 315	256 573	262 987	269 562	276 301
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	332 304 623	1 615 819	1 891 149	2 224 935	1 798 789	2 526 130	2 719 490	2 963 077	3 304 607	3 575 110	3 858 184	5 345 850	5 836 575
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	297 621 551	2 292 332	2 682 937	3 098 450	2 504 998	3 517 895	3 694 798	3 927 556	4 629 537	4 886 335	5 144 615	5 884 535	6 268 009
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	205 545 077	1 138 491	1 336 377	1 549 666	2 024 403	2 486 056	2 676 348	2 916 071	3 252 183	3 518 395	3 796 978	4 133 677	4 513 130
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	658 223	8 844	9 593	11 902	13 394	15 389	19 309	19 848	20 287	20 794	21 314	27 832	29 716
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	133 527 243	433 795	870 892	1 412 437	1 383 965	1 645 202	2 083 052	2 465 507	2 904 569	3 325 062	3 749 879	4 178 965	4 765 496
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	82 136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	742 335 057	4 044 613	5 131 839	6 284 491	5 014 965	7 668 093	8 311 860	9 113 847	10 537 452	11 455 536	12 391 970	14 816 896	16 162 305
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	313 359 072	4 554 615	4 906 183	4 705 347	4 190 623	4 579 316	4 834 333	5 537 774	6 230 347	6 591 306	7 109 073	7 495 619	7 567 402
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	23 678 763	2 266 814	2 227 889	1 545 465	279 132	827 265	707 333	1 079 238	1 317 058	1 312 743	1 448 610	1 185 113	699 098
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	1 032 015 366	6 332 414	7 810 133	9 444 373	8 926 456	11 420 144	12 438 860	13 572 382	15 450 741	16 734 098	18 052 432	21 127 403	23 030 608

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	Ед.изм.	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ																
НДС (с выручки)	тыс.тг.	7 458 403	7 978 746	8 434 828	8 858 011	9 046 497	9 188 183	9 288 336	9 401 728	9 543 339	9 386 603	9 323 542	9 243 360	9 124 237	8 953 666	8 787 449
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	491 492	503 780	516 374	529 284	542 516	556 079	569 981	584 230	579 393	573 949	567 871	561 130	553 697	545 542	536 633
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	185 639	190 280	195 037	199 913	204 910	210 033	215 284	220 666	211 104	200 926	190 107	194 859	199 731	204 724	209 842
Налог на имущество	тыс.тг.	716 628	759 707	803 142	849 274	893 506	936 563	980 571	1 028 705	985 694	853 113	735 360	630 164	535 640	455 295	387 002
Прочие налоги	тыс.тг.	283 208	290 288	297 546	304 984	312 609	320 424	328 435	336 646	345 062	353 688	362 530	371 594	380 884	390 406	400 166
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	6 358 312	6 824 140	7 235 882	7 633 760	8 948 508	9 186 634	9 383 721	9 605 435	10 461 156	10 380 138	10 391 890	10 377 926	10 321 984	11 403 175	11 261 623
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 661 769	7 473 688	7 731 338	7 957 521	8 493 816	8 507 163	9 007 588	8 995 527	9 524 892	9 220 609	9 005 901	9 261 907	8 987 298	9 123 041	8 790 042
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	4 916 564	5 276 765	6 394 450	6 746 061	6 919 432	7 103 562	7 255 960	7 427 400	7 613 258	7 554 296	6 617 492	6 608 600	6 572 977	6 497 107	6 416 456
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	31 626	33 128	34 336	34 954	34 629	32 455	30 121	27 518	25 280	22 496	20 219	18 078	15 815	13 593	11 703
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 393 842	5 815 914	6 045 338	6 356 668	5 996 330	5 870 371	5 592 321	5 408 673	5 340 690	5 254 386	5 346 518	5 124 033	4 927 952	4 321 985	4 251 639
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	6 778	0	0	0	0	0	0	5 852	25 547	43 959	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	17 580 678	19 188 944	20 818 614	21 761 185	23 299 759	23 535 102	24 075 645	24 233 072	25 543 189	25 026 999	23 920 199	23 930 477	23 415 700	24 001 203	23 477 657
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	8 373 123	8 759 466	9 343 103	9 833 173	10 197 590	10 667 953	11 110 746	11 719 838	7 896 234	7 695 081	7 831 755	7 703 005	7 820 089	7 919 384	7 856 759
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	914 720	780 721	908 275	975 162	1 151 094	1 479 771	1 822 410	2 318 110	-1 647 106	-1 691 522	-1 491 788	-1 540 355	-1 304 148	-1 034 282	-930 690
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	25 039 081	27 167 690	29 253 442	30 619 196	32 346 256	32 723 285	33 363 981	33 634 800	35 086 528	34 413 602	33 243 741	33 173 837	32 539 936	32 954 869	32 265 106

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	Ед.изм.	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066
1	2	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ															
НДС (с выручки)	тыс.тг.	8 619 519	8 405 843	8 045 080	7 858 762	7 702 586	7 534 662	7 290 738	7 039 004	6 931 257	6 777 471	6 645 254	6 564 841	6 491 134	6 351 052
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	526 937	516 422	505 051	492 789	479 598	465 440	450 274	434 058	444 910	456 033	467 434	479 119	491 097	503 375
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	215 088	220 465	225 977	231 626	237 417	243 353	249 436	255 672	262 064	268 616	275 331	282 214	289 270	296 501
Налог на имущество	тыс.тг.	328 953	279 612	239 829	206 013	175 112	148 846	126 521	107 543	91 413	77 702	66 047	56 141	47 720	40 563
Прочие налоги	тыс.тг.	410 170	420 424	430 935	441 708	452 751	464 070	475 671	487 563	499 752	512 246	525 052	538 178	551 633	565 424
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	11 113 135	10 901 316	11 599 201	11 316 220	11 136 802	11 449 651	11 101 736	10 742 484	11 077 170	10 852 388	10 651 424	10 527 959	11 319 816	11 081 324
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	9 731 965	9 313 630	8 747 392	9 411 818	9 036 677	8 651 936	8 184 423	8 617 924	8 292 735	7 926 298	8 374 924	8 075 948	7 793 861	8 187 923
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	6 331 853	6 211 166	5 979 386	5 833 510	5 741 020	5 634 007	5 462 809	5 286 033	5 213 733	5 107 934	5 013 346	3 539 453	3 501 218	3 427 453
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	9 922	8 189	6 412	6 567	5 476	4 613	4 005	3 382	2 977	2 506	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	3 903 057	3 776 556	3 191 971	2 856 948	2 467 509	2 111 404	1 814 036	1 260 349	892 817	621 728	149 319	216 067	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	23 951 562	23 241 937	22 881 073	22 938 437	22 029 776	21 638 658	20 578 173	20 156 006	19 846 315	19 047 979	18 877 622	17 150 239	17 503 480	17 751 512
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	7 806 520	7 719 411	7 723 826	7 513 070	7 704 593	7 760 200	7 740 840	7 768 500	7 881 528	7 927 247	8 031 987	8 128 430	8 283 037	8 340 647
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-812 999	-686 432	-321 254	-345 692	2 006	225 538	450 102	729 496	950 271	1 149 776	1 386 733	1 563 590	1 791 902	1 989 596
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	32 571 081	31 647 780	30 926 153	30 797 199	29 732 362	29 173 320	27 868 911	27 195 010	26 777 571	25 825 449	25 522 876	23 715 080	23 994 615	24 102 563

Т.П 4.2.3 - Доход от реализации в целом по месторождению, вариант 1

Расчет доходной части	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нефть	тыс.тонн	15 420	190,085	217,541	246,666	266,603	285,729	300,097	319,002	347,094	366,347	385,711	409,672	436,369
Товарный газ	млн. м3	9 820	136,888	150,379	191,896	218,829	254,769	316,888	317,775	316,888	316,887	316,888	474,532	505,928
СУГ	млн. м3	637	14,677	15,714	18,915	20,972	23,733	28,505	28,585	28,505	28,505	28,505	28,585	28,505
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	5 836	70,751	82,807	95,631	77,315	108,577	114,037	121,221	131,896	139,212	146,570	155,676	165,820
на внутренний рынок	тыс. тонн	9 584	119,334	134,734	151,034	189,288	177,152	186,060	197,781	215,198	227,135	239,141	253,997	270,549
Товарного газа														
на внутренний рынок	млн.м3	9 820	136,888	150,379	191,896	218,829	254,769	316,888	317,775	316,888	316,887	316,888	474,532	505,928
СУГ														

Расчет доходной части	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
на внутренний рынок	тыс.м3	637	14,677	15,714	18,915	20,972	23,733	28,505	28,585	28,505	28,505	28,505	28,585	28,505
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг./тонн	328 595	207 619	207 619	211 507	211 507	211 507	216 795	222 215	227 770	233 464	239 301	245 284	251 416
на внутренний рынок	тг./тонн	178 400	105 000	110 000	115 000	115 000	115 000	117 875	120 822	123 842	126 938	130 112	133 365	136 699
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг./м3	10 131	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 680,44	6 847,45	7 018,63	7 194,10	7 373,95	7 558,30	7 747,26
СУГ														
на внутренний рынок	тг./м3	92 837	59 722,00	59 722,00	59 722,00	59 722,00	59 722,00	61 215,05	62 745,43	64 314,06	65 921,91	67 569,96	69 259,21	70 990,69
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тг. тыс	1 884 142 742	14 689 265	17 192 261	20 226 682	16 352 627	22 964 817	24 722 632	26 937 064	30 041 885	32 501 003	35 074 400	38 184 642	41 689 823
на внутренний рынок	тг. тыс	1 677 209 718	12 530 043	14 820 794	17 368 953	21 768 103	20 372 474	21 931 861	23 896 320	26 650 659	28 832 184	31 115 087	33 874 235	36 983 740
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг. тыс	83 579 311	892 168	980 096	1 250 685	1 426 221	1 660 459	2 116 947	2 175 950	2 224 118	2 279 719	2 336 714	3 586 658	3 919 559
СУГ														
на внутренний рынок	тг. тыс	49 712 905	876 548	938 445	1 129 622	1 252 494	1 417 387	1 744 943	1 793 577	1 833 280	1 879 112	1 926 090	1 979 774	2 023 599
Итоговый производственный доход	тг. тыс	3 694 644 676	28988023	33931596	39975942	40799445	46415136	50516383	54802912	60749942	65492018	70452291	77625309	84616720

Продолжение таблица 11.2.3

Расчет доходной части	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Нефть	тыс.тонн	463,782	485,620	502,361	517,058	517,411	518,224	516,431	515,739	515,751	499,275	487,649	475,116	461,029
Товарный газ	млн. м3	535,337	552,816	561,908	556,299	528,933	495,612	460,672	419,261	383,548	328,720	290,925	252,593	213,157
СУГ	млн. м3	28,505	28,505	28,505	28,505	28,505	24,758	21,116	17,875	15,172	13,637	11,665	10,303	9,058
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	176,237	184,536	190,897	196,482	196,616	196,925	196,244	195,981	195,985	189,724	185,307	180,544	175,191
на внутренний рынок	тыс. тонн	287,545	301,084	311,464	320,576	320,795	321,299	320,187	319,758	319,766	309,550	302,342	294,572	285,838
Товарного газа														
на внутренний рынок	млн.м3	535,337	552,816	561,908	556,299	528,933	495,612	460,672	419,261	383,548	328,720	290,925	252,593	213,157
СУГ														
на внутренний рынок	тыс.м3	28,505	28,505	28,505	28,505	28,505	24,758	21,116	17,875	15,172	13,637	11,665	10,303	9,058
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг./тонн	257 701	264 144	270 747	277 516	284 454	291 565	298 854	306 325	313 984	321 833	329 879	338 126	346 579
на внутренний рынок	тг./тонн	140 116	143 619	147 210	150 890	154 662	158 529	162 492	166 554	170 718	174 986	179 361	183 845	188 441
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг./м3	7 940,94	8 139,46	8 342,95	8 551,52	8 765,31	8 984,45	9 209,06	9 439,28	9 675,27	9 917,15	10 165,08	10 419,20	10 679,68
СУГ														
на внутренний рынок	тг./м3	72 765,46	74 584,59	76 449,21	78 360,44	80 319,45	82 327,44	84 385,62	86 495,26	88 657,64	90 874,09	93 145,94	95 474,59	97 861,45
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тг. тыс	45 416 516	48 743 858	51 684 869	54 526 856	55 928 177	57 416 461	58 648 255	60 033 968	61 536 214	61 059 636	61 128 765	61 046 622	60 717 552
на внутренний рынок	тг. тыс	40 289 752	43 241 492	45 850 513	48 371 687	49 614 822	50 935 104	52 027 849	53 257 138	54 589 806	54 167 025	54 228 351	54 155 481	53 863 557
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг. тыс	4 251 078	4 499 624	4 687 968	4 757 208	4 636 267	4 452 800	4 242 354	3 957 521	3 710 926	3 259 964	2 957 277	2 631 822	2 276 452
СУГ														
на внутренний рынок	тг. тыс	2 074 189	2 126 043	2 179 194	2 233 674	2 289 516	2 038 238	1 781 894	1 546 141	1 345 140	1 239 276	1 086 512	983 697	886 470
Итоговый производственный доход	тг. тыс	92031535	98611018	104402544	109889426	112468782	114842602	116700353	118794768	121182086	119725902	119400904	118817622	117744031

Продолжение таблицы 4.2.3

Расчет доходной части	Ед.изм	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	2	29	30	31	32	33	34	35	36
Нефть	тыс.тонн	444,593	428,365	412,406	394,679	370,684	352,820	338,757	324,334
Товарный газ	млн. м3	176,739	144,067	115,667	89,682	64,578	43,243	31,641	22,619
СУГ	млн. м3	7,815	7,043	6,207	5,376	4,536	6,854	5,962	5,270
Продажа продукции по направлениям									
Нефти									
на экспорт	тыс. тонн	168,945	162,779	156,714	149,978	140,860	134,071	128,728	123,247
на внутренний рынок	тыс. тонн	275,647	265,586	255,692	244,701	229,824	218,748	210,029	201,087
Товарного газа									
на внутренний рынок	млн.м3	176,739	144,067	115,667	89,682	64,578	43,243	31,641	22,619
СУГ									
на внутренний рынок	тыс.м3	7,815	7,043	6,207	5,376	4,536	6,854	5,962	5,270
Цена реализации продукции									
Нефти									
на экспорт	тг./тонн	355 244	364 125	373 228	382 559	392 123	401 926	411 974	422 273
на внутренний рынок	тг./тонн	193 152	197 981	202 930	208 003	213 204	218 534	223 997	229 597
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг./м3	10 946,67	11 220,34	11 500,85	11 788,37	12 083,08	12 385,16	12 694,79	13 012,16
СУГ									
на внутренний рынок	тг./м3	100 307,99	102 815,69	105 386,08	108 020,73	110 721,25	113 489,28	116 326,51	119 234,68
Производственная прибыль от реализации									
Нефти									
на экспорт	тг. тыс	60 016 712	59 271 698	58 490 186	57 375 346	55 234 289	53 886 761	53 032 389	52 043 868
на внутренний рынок	тг. тыс	53 241 830	52 580 916	51 887 623	50 898 630	48 999 263	47 803 848	47 045 920	46 168 987
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг. тыс	1 934 709	1 616 484	1 330 271	1 057 208	780 305	535 567	401 676	294 318
СУГ									
на внутренний рынок	тг. тыс	783 873	724 157	654 100	580 683	502 183	777 847	693 568	628 336
Итоговый производственный доход	тг. тыс	115977124	114193256	112362179	109911867	105516040	103004024	101173554	99135508

Продолжение таблицы 4.2.3

Расчет доходной части	Ед.изм	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066
1	2	37	38	39	40	41	42	43	44
Нефть	тыс.тонн	306,808	289,639	278,710	266,394	255,084	245,978	237,386	226,717
Товарный газ	млн. м3	16,250	10,028	5,935	1,477	0,000	0,000	0,000	0,000
СУГ	млн. м3	4,781	4,305	3,989	3,647	3,336	3,063	2,833	2,563
Продажа продукции по направлениям									
Нефти									
на экспорт	тыс. тонн	116,587	110,063	105,910	101,230	96,932	93,472	90,207	86,152
на внутренний рынок	тыс. тонн	190,221	179,576	172,800	165,165	158,152	152,506	147,179	140,564
Товарного газа									
на внутренний рынок	млн.м3	16,250	10,028	5,935	1,477	0,000	0,000	0,000	0,000
СУГ									
на внутренний рынок	тыс.м3	4,781	4,305	3,989	3,647	3,336	3,063	2,833	2,563
Цена реализации продукции									
Нефти									
на экспорт	тг./тонн	432 830	443 651	454 742	466 110	477 763	489 707	501 950	514 499
на внутренний рынок	тг./тонн	235 337	241 220	247 251	253 432	259 768	266 262	272 919	279 742
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг./м3	13 337,46	13 670,90	14 012,67	14 362,99	14 722,06	15 090,11	15 467,36	15 854,05
СУГ									
на внутренний рынок	тг./м3	122 215,54	125 270,93	128 402,70	131 612,77	134 903,09	138 275,67	141 732,56	145 275,87
Производственная прибыль от реализации									
Нефти									
на экспорт	тг. тыс	50 462 436	48 829 473	48 161 609	47 184 294	46 310 537	45 773 736	45 279 263	44 325 297
на внутренний рынок	тг. тыс	44 766 072	43 317 443	42 724 970	41 857 978	41 082 853	40 606 647	40 167 992	39 321 714
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг. тыс	216 739	137 095	83 165	21 219	0	0	0	0

Расчет доходной части	Ед.изм	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066
1	2	37	38	39	40	41	42	43	44
СУГ									
на внутренний рынок	тг. тыс	584 305	539 234	512 221	479 995	449 984	423 606	401 599	372 359
Итоговый производственный доход	тг. тыс	96029551	92823245	91481965	89543486	87843375	86803989	85848853	84019370

Т.П 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению, вариант 1

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	216 308 645	836 054	917 351	1 051 880	1 161 454	1 267 502	1 317 152	1 437 872	1 621 900	1 825 412	2 018 261
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	13 370 287	76 602	91 297	108 388	123 307	138 114	148 091	161 041	180 531	198 052	215 102
Затраты на материалы	тыс.тг.	73 641 931	491 885	591 081	703 726	798 635	898 727	967 519	1 054 180	1 175 687	1 271 925	1 372 635
ГСМ и топливо	тыс.тг.	18 644 033	124 531	149 645	178 163	202 192	227 532	244 948	266 888	297 650	322 015	347 512
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	124 893 000	2 085 034	2 189 286	2 298 750	2 413 688	2 534 372	2 597 732	2 662 675	2 729 242	2 797 473	2 867 410
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	13 045 446	133 314	193 322	250 617	226 422	201 341	209 137	217 018	250 843	277 229	286 541
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	22 626 208	267 616	285 320	299 586	314 565	335 298	338 551	347 015	361 079	375 630	385 021
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	3 332 300	43 323	45 489	47 764	50 152	52 660	53 976	55 326	56 709	58 126	59 580
Услуги связи	тыс.тг.	1 100 774	13 020	13 881	14 575	15 304	16 312	16 471	16 882	17 567	18 275	18 731
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	103 432	1 223	1 304	1 370	1 438	1 533	1 548	1 586	1 651	1 717	1 760
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	8 730 399	103 261	110 092	115 596	121 376	129 376	130 631	133 897	139 324	144 938	148 562
Охрана труда	тыс.тг.	2 775 398	32 827	34 998	36 748	38 586	41 129	41 528	42 566	44 291	46 076	47 228
Охрана объектов	тыс.тг.	20 697 191	263 203	276 363	290 181	304 690	319 924	327 923	336 121	344 524	353 137	361 965
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	6 275 542	74 225	79 136	83 092	87 247	92 997	93 900	96 247	100 148	104 184	106 788
Трассерные исследования	тыс.тг.	4 476 632	42 600	46 272	51 825	56 117	58 923	62 226	63 782	65 376	68 981	72 726
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	685 709	8 110	8 647	9 079	9 533	10 162	10 260	10 517	10 943	11 384	11 668
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	71 700	848	904	949	997	1 063	1 073	1 100	1 144	1 190	1 220
Мониторинг	тыс.тг.	2 091 239	24 735	26 371	27 689	29 074	30 990	31 291	32 073	33 373	34 718	35 586
ТБ и Пожарнаяя охрана	тыс.тг.	11 087 520	140 998	148 048	155 450	163 223	171 384	175 669	180 060	184 562	189 176	193 905
Охрана окружающей среды	тыс.тг.	2 316 428	27 398	29 211	30 671	32 205	34 327	34 660	35 527	36 967	38 456	39 418
Стандартизация, сертификация	тыс.тг.	1 657 118	19 600	20 897	21 941	23 038	24 557	24 795	25 415	26 445	27 511	28 198
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг.	60 752 337	772 577	811 206	851 766	894 354	939 072	962 549	986 613	1 011 278	1 036 560	1 062 474
Ремонт оборудования	тыс.тг.	9 109 973	115 850	121 642	127 725	134 111	140 816	144 337	147 945	151 644	155 435	159 321
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	10 133 679	119 858	127 787	134 177	140 885	150 171	151 628	155 419	161 718	168 235	172 441
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	1 161 929	13 743	14 652	15 385	16 154	17 219	17 386	17 820	18 543	19 290	19 772
НИР	тыс.тг.	14 074 004	182 976	192 125	201 731	211 818	222 409	227 969	233 668	239 510	245 498	251 635
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг.	135 939 014	1 728 713	1 815 149	1 905 906	2 001 201	2 101 261	2 153 793	2 207 638	2 262 829	2 319 399	2 377 384
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	2 230 356	26 380	28 125	29 531	31 008	33 052	33 372	34 207	35 593	37 027	37 953
Транспортные расходы	тыс.тг.	52 189 438	617 281	658 117	691 023	725 574	773 396	780 899	800 421	832 863	866 426	888 087
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	6 633 723	78 462	83 652	87 835	92 227	98 305	99 259	101 740	105 864	110 130	112 883
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	16 317 405	192 997	205 765	216 053	226 856	241 808	244 154	250 258	260 401	270 894	277 667
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг.	1 373 848	16 249	17 324	18 191	19 100	20 359	20 557	21 070	21 924	22 808	23 378
Текущий ремонт скважин+ПВР(РИР)+супервайзинг	тыс.тг.	43 222 241	531 006	579 210	534 350	483 556	518 116	520 428	634 374	661 414	689 409	680 855
Ликвидация МКД	тыс.тг.	2 743 987	32 455	34 602	36 332	38 149	40 663	41 058	42 084	43 790	45 554	46 693
ОПИ - ПОТ	тыс.тг.	5 178 248	61 247	65 299	68 563	71 992	76 737	77 481	79 418	82 637	85 967	88 116
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тыс.тг.	5 232 350	61 887	65 981	69 280	72 744	77 538	78 290	80 248	83 500	86 865	89 037
Аутстаффинг	тыс.тг.	8 849 778	104 673	111 597	117 177	123 036	131 145	132 417	135 728	141 229	146 920	150 593
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	26 888 204	341 933	359 029	376 981	395 830	415 621	426 012	436 662	447 579	458 768	470 237
Страхование	тыс.тг.	41 176 921	275 038	330 503	393 488	446 557	502 523	540 989	589 445	657 386	711 197	767 509
Прочие	тыс.тг.	1 434 724	16 970	18 092	18 997	19 947	21 261	21 467	22 004	22 896	23 819	24 414
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	206 905 599	3 819 670	4 010 653	4 211 186	4 421 745	4 642 833	4 758 903	4 877 876	4 999 823	5 124 818	5 252 939
Выбытие скважин	тыс.тг.	3 304 596	85 709	89 995	0	0	0	106 785	109 454	112 191	0	117 870
Радиальное бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	191 343	191 343	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВР	тыс.тг.	93 895	24 164	12 686	13 320	13 986	14 686	15 053	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	821 448	0	0	73 820	155 023	162 774	166 843	85 507	87 645	89 836	0
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВЛГ	тыс.тг.	1 292 298	213 700	74 795	78 535	164 923	173 169	88 749	90 968	186 484	95 573	0

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ОРЗ	тыс.тг.	405 863	0	0	0	125 503	0	0	138 449	141 911	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	1 640 032	78 839	165 562	173 840	91 266	0	98 225	0	0	105 778	108 422
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	1 207 228 165	14 514 126	15 252 465	16 223 234	17 290 787	18 103 157	18 737 680	19 456 805	20 450 605	21 081 812	21 799 499
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	19 836 736	300 595	337 518	365 887	384 182	403 391	413 476	423 812	434 408	445 268	456 400
Налог на имущество	тыс.тг.	19 290 115	238 303	353 580	432 067	450 246	441 277	437 963	452 226	490 757	538 381	589 691
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	14 708 916	191 231	200 792	210 832	221 373	232 442	238 253	244 210	250 315	256 573	262 987
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	205 545 077	1 138 491	1 336 377	1 549 666	2 024 403	2 486 056	2 676 348	2 916 071	3 252 183	3 518 395	3 796 978
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	658 223	8 844	9 593	11 902	13 394	15 389	19 309	19 848	20 287	20 794	21 314
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	13 045 446	133 314	193 322	250 617	226 422	201 341	209 137	217 018	250 843	277 229	286 541
Итого производственных затрат	тыс.тг.	1 480 312 678	16 524 902	17 683 646	19 044 205	20 610 806	21 883 052	22 732 165	23 729 989	25 149 398	26 138 453	27 213 410
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	459 869 602	3 010 401	3 502 558	4 438 258	4 609 530	5 634 984	6 073 956	6 614 974	7 372 723	7 973 290	8 601 739
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	332 304 623	1 615 819	1 891 149	2 224 935	1 798 789	2 526 130	2 719 490	2 963 077	3 304 607	3 575 110	3 858 184
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	297 621 551	2 292 332	2 682 937	3 098 450	2 504 998	3 517 895	3 694 798	3 927 556	4 629 537	4 886 335	5 144 615
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 089 795 776	6 918 552	8 076 644	9 761 643	8 913 317	11 679 008	12 488 244	13 505 607	15 306 867	16 434 736	17 604 538
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг.	153 347 571	2 072 601	2 184 872	2 298 652	2 413 585	2 534 264	2 597 620	2 662 561	2 729 125	2 797 353	2 867 287
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	55 523 253	822 921	864 067	907 270	952 634	1 000 265	1 025 272	1 050 904	1 077 176	1 104 106	1 131 708
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	8 440 745	113 005	127 296	138 197	145 107	152 362	156 171	160 076	164 078	168 180	172 384
Другие административные расходы	тыс.тг.	89 383 573	1 136 675	1 193 509	1 253 185	1 315 844	1 381 636	1 416 177	1 451 581	1 487 871	1 525 068	1 563 194
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	66 042 228	864 481	1 069 458	1 108 189	1 150 032	1 182 290	1 241 181	1 314 313	1 439 496	1 532 226	1 609 318
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	52 049 705	641 637	734 317	832 627	899 925	964 486	1 012 987	1 076 802	1 171 625	1 236 615	1 301 979
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	13 992 523	222 844	335 141	275 562	250 107	217 803	228 194	237 511	267 871	295 611	307 339
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 309 185 575	9 855 634	11 330 974	13 168 483	12 476 934	15 395 562	16 327 045	17 482 480	19 475 488	20 764 315	22 081 143
Итого затраты	тыс.тг.	2 789 498 253	26 380 536	29 014 620	32 212 688	33 087 740	37 278 614	39 059 210	41 212 469	44 624 886	46 902 768	49 294 554
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	3 694 644 676	28 988 023	33 931 596	39 975 942	40 799 445	46 415 136	50 516 383	54 802 912	60 749 942	65 492 018	70 452 291
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	2 789 498 253	26 380 536	29 014 620	32 212 688	33 087 740	37 278 614	39 059 210	41 212 469	44 624 886	46 902 768	49 294 554
Операционный доход	тыс.тг.	905 146 422	2 607 487	4 916 976	7 763 254	7 711 706	9 136 522	11 457 172	13 590 443	16 125 056	18 589 250	21 157 738
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	242 175 897	438 512	562 516	701 070	791 881	910 512	1 041 912	1 262 908	1 602 209	1 963 938	2 408 341
Балансовая прибыль	тыс.тг.	662 970 526	2 168 975	4 354 459	7 062 184	6 919 825	8 226 010	10 415 261	12 327 535	14 522 847	16 625 312	18 749 397
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	226 503 674	3 620 402	4 871 993	5 423 512	5 267 011	5 187 986	5 170 677	5 509 862	6 067 022	6 622 740	7 268 580
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	678 642 748	-1 012 915	44 983	2 339 742	2 444 694	3 948 536	6 286 495	8 080 581	10 058 033	11 966 510	13 889 158
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	679 655 663	0	44 983	2 339 742	2 444 694	3 948 536	6 286 495	8 080 581	10 058 033	11 966 510	13 889 158
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	133 527 243	433 795	870 892	1 412 437	1 383 965	1 645 202	2 083 052	2 465 507	2 904 569	3 325 062	3 749 879
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	529 443 282	1 735 180	3 483 568	5 649 747	5 535 860	6 580 808	8 332 209	9 862 028	11 618 277	13 300 250	14 999 518
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	82 136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	529 361 146	1 735 180	3 483 568	5 649 747	5 535 860	6 580 808	8 332 209	9 862 028	11 618 277	13 300 250	14 999 518

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)														
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	2 228 070	2 461 371	2 744 306	3 024 062	3 306 195	3 602 974	3 842 464	4 076 426	4 340 277	4 614 972	4 866 626	5 052 319	5 309 461
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	234 708	256 749	280 784	302 711	322 693	342 418	353 750	365 433	376 312	387 942	399 763	400 501	405 275
Затраты на материалы	тыс.тг.	1 494 354	1 631 529	1 777 373	1 907 588	2 022 684	2 133 905	2 188 746	2 246 990	2 295 196	2 349 426	2 408 216	2 389 565	2 392 271
ГСМ и топливо	тыс.тг.	378 328	413 056	449 980	482 947	512 086	540 244	554 128	568 874	581 078	594 807	609 692	604 970	605 655
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	2 939 095	3 012 572	3 087 887	3 165 084	3 244 211	3 325 316	3 408 449	3 493 660	3 581 002	3 670 527	3 640 138	3 605 935	3 567 747
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	297 007	309 063	309 906	337 899	351 049	365 487	380 336	394 761	410 257	424 331	438 761	307 043	311 568
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	406 254	422 359	439 015	456 241	474 053	492 470	518 243	538 098	551 550	565 339	564 614	578 729	593 198
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	61 069	62 596	64 161	65 765	67 409	69 094	70 821	72 592	74 407	76 267	78 174	80 128	82 131
Услуги связи	тыс.тг.	19 764	20 548	21 358	22 196	23 063	23 959	25 213	26 179	26 833	27 504	27 469	28 155	28 859
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	1 857	1 931	2 007	2 086	2 167	2 251	2 369	2 460	2 521	2 584	2 581	2 646	2 712
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	156 754	162 969	169 396	176 042	182 915	190 021	199 966	207 627	212 817	218 138	217 858	223 305	228 887
Охрана труда	тыс.тг.	49 832	51 808	53 851	55 964	58 149	60 408	63 569	66 005	67 655	69 346	69 257	70 989	72 763
Охрана объектов	тыс.тг.	371 014	380 290	389 797	399 542	409 530	419 769	430 263	441 019	452 045	463 346	474 930	486 803	498 973
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	112 677	117 144	121 764	126 542	131 482	136 590	143 738	149 245	152 976	156 801	156 600	160 515	164 528
Трассерные исследования	тыс.тг.	74 544	78 530	82 669	84 736	86 854	89 026	91 251	95 994	100 917	103 440	108 676	111 393	114 178

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	12 312	12 800	13 305	13 827	14 367	14 925	15 706	16 308	16 715	17 133	17 111	17 539	17 977
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	1 287	1 338	1 391	1 446	1 502	1 561	1 642	1 705	1 748	1 792	1 789	1 834	1 880
Мониторинг	тыс.тг.	37 548	39 037	40 576	42 168	43 815	45 517	47 899	49 734	50 977	52 252	52 185	53 489	54 827
ТБ и Пожарнаяя охрана	тыс.тг.	198 753	203 722	208 815	214 035	219 386	224 871	230 492	236 255	242 161	248 215	254 421	260 781	267 301
Охрана окружающей среды	тыс.тг.	41 591	43 240	44 946	46 709	48 533	50 418	53 057	55 089	56 467	57 878	57 804	59 249	60 730
Стандартизация, сертификация	тыс.тг.	29 754	30 933	32 153	33 415	34 719	36 068	37 956	39 410	40 395	41 405	41 352	42 385	43 445
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг.	1 089 036	1 116 262	1 144 168	1 172 772	1 202 092	1 232 144	1 262 948	1 294 521	1 326 884	1 360 056	1 394 058	1 428 909	1 464 632
Ремонт оборудования	тыс.тг.	163 304	167 386	171 571	175 860	180 257	184 763	189 382	194 117	198 970	203 944	209 043	214 269	219 625
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	181 950	189 163	196 623	204 338	212 316	220 564	232 107	241 000	247 025	253 200	252 876	259 198	265 677
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	20 862	21 689	22 545	23 429	24 344	25 290	26 613	27 633	28 324	29 032	28 995	29 720	30 463
НИР	тыс.тг.	257 926	264 374	270 983	277 758	284 702	291 820	299 115	306 593	314 258	322 114	330 167	338 421	346 882
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг.	2 436 819	2 497 740	2 560 183	2 624 188	2 689 792	2 757 037	2 825 963	2 896 612	2 969 027	3 043 253	3 119 334	3 197 318	3 277 251
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	40 046	41 634	43 275	44 973	46 729	48 545	51 085	53 042	54 368	55 728	55 656	57 048	58 474
Транспортные расходы	тыс.тг.	937 062	974 210	1 012 629	1 052 361	1 093 446	1 135 928	1 195 375	1 241 172	1 272 201	1 304 006	1 302 334	1 334 893	1 368 265
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	119 109	123 830	128 714	133 764	138 986	144 386	151 942	157 764	161 708	165 750	165 538	169 676	173 918
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	292 979	304 594	316 606	329 028	341 874	355 156	373 743	388 061	397 763	407 707	407 184	417 364	427 798
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг.	24 667	25 645	26 657	27 703	28 784	29 902	31 467	32 673	33 490	34 327	34 283	35 140	36 019
Текущий ремонт скважин+ПВР(РИР)+супервайзинг	тыс.тг.	842 773	876 183	910 737	816 364	850 062	884 936	1 075 094	1 116 283	996 986	871 027	1 016 635	1 200 573	1 230 588
Ликвидация МКД	тыс.тг.	49 268	51 221	53 241	55 330	57 491	59 724	62 850	65 258	66 889	68 561	68 473	70 185	71 940
ОПИ - ПОТ	тыс.тг.	92 975	96 661	100 473	104 415	108 492	112 707	118 605	123 149	126 228	129 384	129 218	132 448	135 760
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тыс.тг.	93 947	97 671	101 523	105 506	109 626	113 885	119 845	124 436	127 547	130 736	130 568	133 832	137 178
Аутстаффинг	тыс.тг.	158 898	165 197	171 712	178 449	185 416	192 620	202 700	210 466	215 728	221 121	220 837	226 358	232 017
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	481 993	494 043	506 394	519 054	532 030	545 331	558 964	572 939	587 262	601 944	616 992	632 417	648 227
Страхование	тыс.тг.	835 569	912 270	993 819	1 066 629	1 130 985	1 193 174	1 223 838	1 256 405	1 283 360	1 313 683	1 346 555	1 336 127	1 337 639
Прочие	тыс.тг.	25 760	26 782	27 838	28 930	30 060	31 227	32 862	34 121	34 974	35 848	35 802	36 697	37 615
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	5 384 262	5 518 869	5 656 841	5 798 262	5 943 218	6 091 799	6 244 094	6 400 196	6 560 201	6 724 206	6 892 311	7 064 619	7 241 234
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	0	130 107	133 360	136 694	0	0	147 204	301 768	154 656	0	0
Радиальное бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВР	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВЛГ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	125 400	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	113 911	116 759	0	0	0	0	132 102	135 405	0	142 259	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	22 675 781	23 792 921	24 868 731	25 830 224	26 880 922	27 954 924	28 938 651	30 012 404	30 920 107	31 846 238	32 541 791	32 853 485	33 565 567
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	467 810	479 505	491 492	503 780	516 374	529 284	542 516	556 079	569 981	584 230	579 393	573 949	567 871
Налог на имущество	тыс.тг.	642 478	680 765	716 628	759 707	803 142	849 274	893 506	936 563	980 571	1 028 705	985 694	853 113	735 360
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	269 562	276 301	283 208	290 288	297 546	304 984	312 609	320 424	328 435	336 646	345 062	353 688	362 530
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	4 133 677	4 513 130	4 916 564	5 276 765	6 394 450	6 746 061	6 919 432	7 103 562	7 255 960	7 427 400	7 613 258	7 554 296	6 617 492
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	27 832	29 716	31 626	33 128	34 336	34 954	34 629	32 455	30 121	27 518	25 280	22 496	20 219
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	297 007	309 063	309 906	337 899	351 049	365 487	380 336	394 761	410 257	424 331	438 761	307 043	311 568
Итого производственных затрат	тыс.тг.	28 514 147	30 081 402	31 618 156	33 031 791	35 277 819	36 784 968	38 021 679	39 356 249	40 495 432	41 675 068	42 529 238	42 518 071	42 180 608
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг														
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	9 388 719	10 250 646	11 166 524	11 983 154	12 704 239	13 398 427	13 737 114	14 095 541	14 390 837	14 721 914	15 082 278	14 955 665	14 965 483
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	5 345 850	5 836 575	6 358 312	6 824 140	7 235 882	7 633 760	8 948 508	9 186 634	9 383 721	9 605 435	10 461 156	10 380 138	10 391 890
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	5 884 535	6 268 009	6 661 769	7 473 688	7 731 338	7 957 521	8 493 816	8 507 163	9 007 588	8 995 527	9 524 892	9 220 609	9 005 901
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	20 619 104	22 355 231	24 186 605	26 280 982	27 671 458	28 989 708	31 179 438	31 789 338	32 782 145	33 322 875	35 068 326	34 556 413	34 363 273
Общие и административные расходы														
Административные расходы	тыс.тг.	2 938 969	3 012 443	3 087 754	3 164 948	3 244 072	3 325 174	3 408 303	3 493 511	3 580 848	3 670 370	3 648 057	3 622 334	3 593 045
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	1 160 001	1 189 001	1 218 726	1 249 194	1 280 424	1 312 435	1 345 246	1 378 877	1 413 349	1 448 682	1 385 906	1 319 086	1 248 058
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	176 694	181 111	185 639	190 280	195 037	199 913	204 910	210 033	215 284	220 666	211 104	200 926	190 107
Другие административные расходы	тыс.тг.	1 602 274	1 642 331	1 683 389	1 725 474	1 768 611	1 812 826	1 858 147	1 904 601	1 952 216	2 001 021	2 051 047	2 102 323	2 154 881
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 708 543	1 809 857	1 899 845	2 001 847	2 069 183	2 138 202	2 154 984	2 170 297	2 180 753	2 193 337	2 213 659	2 022 333	1 975 699
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	1 382 861	1 472 978	1 565 511	1 639 224	1 695 735	1 745 344	1 746 536	1 749 280	1 743 228	1 740 894	1 740 933	1 685 317	1 646 073
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	325 681	336 879	334 334	362 623	373 449	392 858	408 449	421 017	437 525	452 444	472 726	337 015	329 625
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	25 266 616	27 177 531	29 174 203	31 447 777	32 984 714	34 453 083	36 742 725	37 453 146	38 543 747	39 186 582	40 930 042	40 201 079	39 932 017
Итого затраты	тыс.тг.	53 780 762	57 258 933	60 792 359	64 479 569	68 262 533	71 238 051	74 764 404	76 809 395	79 039 179	80 861 650	83 459 281	82 719 150	82 112 626
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс.тг.	77 625 309	84 616 720	92 031 535	98 611 018	104 402 544	109 889 426	112 468 782	114 842 602	116 700 353	118 794 768	121 182 086	119 725 902	119 400 904
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	53 780 762	57 258 933	60 792 359	64 479 569	68 262 533	71 238 051	74 764 404	76 809 395	79 039 179	80 861 650	83 459 281	82 719 150	82 112 626
Операционный доход	тыс.тг.	23 844 547	27 357 788	31 239 176	34 131 449	36 140 012	38 651 375	37 704 378	38 033 207	37 661 174	37 933 117	37 722 805	37 006 752	37 288 278
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	2 949 719	3 530 310	4 269 966	5 051 881	5 913 324	6 868 035	7 722 728	8 681 351	9 699 571	10 889 751	11 019 357	10 734 819	10 555 686
Балансовая прибыль	тыс.тг.	20 894 827	23 827 478	26 969 210	29 079 568	30 226 688	31 783 339	29 981 650	29 351 857	27 961 604	27 043 366	26 703 448	26 271 932	26 732 592

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	7 860 487	8 166 272	8 701 944	9 178 125	9 722 629	10 262 597	10 762 668	11 275 187	11 797 751	12 407 485	10 785 513	9 287 802	8 014 762
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	15 984 059	19 191 515	22 537 232	24 953 324	26 417 383	28 388 777	26 941 710	26 758 020	25 863 424	25 525 633	26 937 292	27 718 950	29 273 516
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	15 984 059	19 191 515	22 537 232	24 953 324	26 417 383	28 388 777	26 941 710	26 758 020	25 863 424	25 525 633	26 937 292	27 718 950	29 273 516
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	4 178 965	4 765 496	5 393 842	5 815 914	6 045 338	6 356 668	5 996 330	5 870 371	5 592 321	5 408 673	5 340 690	5 254 386	5 346 518
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	16 715 862	19 061 982	21 575 368	23 263 654	24 181 350	25 426 672	23 985 320	23 481 486	22 369 283	21 634 693	21 362 758	21 017 546	21 386 074
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	6 778	0	0	0	0	0	0	5 852
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	16 715 862	19 061 982	21 575 368	23 263 654	24 181 350	25 419 893	23 985 320	23 481 486	22 369 283	21 634 693	21 362 758	21 017 546	21 380 222

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	5 567 861	5 839 255	6 136 885	6 452 791	6 788 237	7 110 905	7 318 599	7 613 676	8 024 722
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	409 291	412 260	413 767	415 361	417 101	416 906	409 452	407 580	410 240
Затраты на материалы	тыс.тг.	2 389 056	2 376 178	2 348 750	2 319 594	2 289 010	2 245 381	2 161 591	2 108 855	2 075 419
ГСМ и топливо	тыс.тг.	604 841	601 580	594 637	587 255	579 512	568 466	547 253	533 902	525 437
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	3 525 396	3 478 698	3 427 461	3 371 489	3 310 575	3 244 509	3 173 070	3 096 032	3 013 158
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	318 615	324 940	332 055	338 966	335 812	333 658	330 013	327 140	323 870
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	600 027	615 028	630 404	646 164	662 318	660 772	668 014	675 204	692 084
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	84 184	86 289	88 446	90 657	92 924	95 247	97 628	100 069	102 571
Услуги связи	тыс.тг.	29 192	29 921	30 669	31 436	32 222	32 147	32 499	32 849	33 670
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	2 743	2 811	2 882	2 954	3 028	3 021	3 054	3 087	3 164
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	231 523	237 311	243 243	249 324	255 558	254 961	257 755	260 530	267 043
Охрана труда	тыс.тг.	73 601	75 441	77 327	79 260	81 242	81 052	81 941	82 823	84 893
Охрана объектов	тыс.тг.	511 447	524 233	537 339	550 773	564 542	578 656	593 122	607 950	680 670
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	166 422	170 582	174 847	179 218	183 699	183 270	185 278	187 273	191 955
Трассерные исследования	тыс.тг.	117 032	119 958	122 957	126 031	129 182	132 411	139 032	142 508	146 070
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	18 184	18 639	19 105	19 583	20 072	20 025	20 245	20 463	20 974
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	1 901	1 949	1 998	2 048	2 099	2 094	2 117	2 140	2 193
Мониторинг	тыс.тг.	55 458	56 844	58 265	59 722	61 215	61 072	61 742	62 406	63 966
ТБ и Пожарнаяя охрана	тыс.тг.	273 983	280 833	287 854	295 050	302 426	309 987	317 736	325 680	364 636
Охрана окружающей среды	тыс.тг.	61 430	62 965	64 540	66 153	67 807	67 649	68 390	69 126	70 854
Стандартизация, сертификация	тыс.тг.	43 945	45 044	46 170	47 324	48 507	48 394	48 925	49 451	50 687
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг.	1 501 248	1 538 779	1 577 249	1 616 680	1 657 097	1 698 524	1 740 987	1 784 512	1 997 967
Ремонт оборудования	тыс.тг.	225 116	230 744	236 513	242 425	248 486	254 698	261 066	267 592	299 600
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	268 736	275 455	282 341	289 400	296 635	295 942	299 186	302 406	309 966
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	30 813	31 584	32 373	33 183	34 012	33 933	34 305	34 674	35 541
НИР	тыс.тг.	355 554	364 443	373 554	382 893	392 465	402 277	412 333	422 642	433 208
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг.	3 359 182	3 443 162	3 529 241	3 617 472	3 707 908	3 800 606	3 895 621	3 993 012	4 470 637
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	59 147	60 626	62 141	63 695	65 287	65 135	65 849	66 558	68 222
Транспортные расходы	тыс.тг.	1 384 018	1 418 618	1 454 084	1 490 436	1 527 697	1 524 132	1 540 835	1 557 421	1 596 356
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	175 920	180 319	184 826	189 447	194 183	193 730	195 853	197 961	202 910
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	432 723	443 541	454 630	465 996	477 645	476 531	481 753	486 939	499 112
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг.	36 433	37 344	38 278	39 235	40 215	40 122	40 561	40 998	42 023
Текущий ремонт скважин+ПВР(РИР)+супервайзинг	тыс.тг.	1 078 208	1 275 875	1 307 772	1 340 466	1 373 977	993 904	1 385 794	1 202 737	1 435 728
Ликвидация МКД	тыс.тг.	72 768	74 587	76 452	78 363	80 322	80 135	81 013	81 885	83 932
ОПИ - ПОТ	тыс.тг.	137 323	140 756	144 275	147 881	151 578	151 225	152 882	154 528	158 391
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тыс.тг.	138 757	142 226	145 782	149 426	153 162	152 805	154 479	156 142	160 046
Аутстаффинг	тыс.тг.	234 688	240 556	246 569	252 734	259 052	258 448	261 280	264 092	270 695
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	664 433	681 044	698 070	715 522	733 410	751 745	770 539	789 802	884 275
Страхование	тыс.тг.	1 335 842	1 328 641	1 313 305	1 297 002	1 279 901	1 255 506	1 208 654	1 179 167	1 160 472
Прочие	тыс.тг.	38 048	38 999	39 974	40 973	41 997	41 899	42 359	42 815	43 885
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	7 422 265	7 607 822	7 763 223	6 892 515	6 100 654	5 352 757	4 593 917	4 023 068	3 669 102
Выбытие скважин	тыс.тг.	166 548	0	0	0	0	376 867	0	197 973	0
Радиальное бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВР	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35
ПВЛГ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	177 663	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	34 203 904	34 915 879	35 600 251	35 276 896	35 042 773	34 651 505	34 314 382	33 955 665	34 970 345
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	561 130	553 697	545 542	536 633	526 937	516 422	505 051	492 789	479 598
Налог на имущество	тыс.тг.	630 164	535 640	455 295	387 002	328 953	279 612	239 829	206 013	175 112
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	371 594	380 884	390 406	400 166	410 170	420 424	430 935	441 708	452 751
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	6 608 600	6 572 977	6 497 107	6 416 456	6 331 853	6 211 166	5 979 386	5 833 510	5 741 020
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	18 078	15 815	13 593	11 703	9 922	8 189	6 412	6 567	5 476
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	318 615	324 940	332 055	338 966	335 812	333 658	330 013	327 140	323 870
Итого производственных затрат	тыс.тг.	42 712 085	43 299 831	43 834 249	43 367 822	42 986 420	42 420 976	41 806 008	41 263 392	42 148 171
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	14 937 907	14 849 461	14 670 733	14 481 787	14 284 689	14 006 666	13 478 470	13 144 400	12 933 084
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	10 377 926	10 321 984	11 403 175	11 261 623	11 113 135	10 901 316	11 599 201	11 316 220	11 136 802
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	9 261 907	8 987 298	9 123 041	8 790 042	9 731 965	9 313 630	8 747 392	9 411 818	9 036 677
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	34 577 739	34 158 743	35 196 950	34 533 451	35 129 789	34 221 612	33 825 062	33 872 438	33 106 563
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг.	3 682 872	3 774 943	3 869 317	3 966 050	4 065 201	4 166 831	4 271 002	4 377 777	4 735 635
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	1 279 259	1 311 241	1 344 022	1 377 622	1 412 063	1 447 365	1 483 549	1 520 637	1 558 653
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	194 859	199 731	204 724	209 842	215 088	220 465	225 977	231 626	237 417
Другие административные расходы	тыс.тг.	2 208 753	2 263 972	2 320 571	2 378 585	2 438 050	2 499 001	2 561 476	2 625 513	2 939 565
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 940 470	1 891 451	1 843 210	1 795 572	1 738 775	1 676 704	1 591 995	1 532 102	1 477 932
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	1 603 767	1 556 217	1 500 736	1 445 957	1 392 090	1 332 250	1 251 253	1 190 953	1 143 484
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	336 702	335 234	342 474	349 615	346 685	344 454	340 741	341 149	334 448
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	40 201 080	39 825 137	40 909 476	40 295 073	40 933 765	40 065 147	39 688 059	39 782 317	39 320 130
Итого затраты	тыс.тг.	82 913 165	83 124 968	84 743 725	83 662 895	83 920 186	82 486 123	81 494 067	81 045 709	81 468 301
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг.	118 817 622	117 744 031	115 977 124	114 193 256	112 362 179	109 911 867	105 516 040	103 004 024	101 173 554
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	82 913 165	83 124 968	84 743 725	83 662 895	83 920 186	82 486 123	81 494 067	81 045 709	81 468 301
Операционный доход	тыс.тг.	35 904 457	34 619 062	31 233 399	30 530 361	28 441 994	27 425 744	24 021 973	21 958 315	19 705 253
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	10 284 295	9 979 301	9 623 471	9 272 165	8 926 708	8 542 964	8 062 118	7 673 576	7 367 706
Балансовая прибыль	тыс.тг.	25 620 163	24 639 762	21 609 927	21 258 196	19 515 286	18 882 780	15 959 856	14 284 739	12 337 547
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	6 812 525	5 790 631	4 922 028	4 183 719	3 556 160	3 022 736	2 620 092	2 227 082	1 893 023
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	29 091 933	28 828 431	26 311 371	26 346 642	24 885 834	24 403 007	21 401 881	19 731 233	17 812 230
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	29 091 933	28 828 431	26 311 371	26 346 642	24 885 834	24 403 007	21 401 881	19 731 233	17 812 230
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 124 033	4 927 952	4 321 985	4 251 639	3 903 057	3 776 556	3 191 971	2 856 948	2 467 509
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	20 496 130	19 711 809	17 287 942	17 006 557	15 612 229	15 106 224	12 767 884	11 427 791	9 870 037
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	25 547	43 959	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	20 470 583	19 667 850	17 287 942	17 006 557	15 612 229	15 106 224	12 767 884	11 427 791	9 870 037

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066
1	2	36	37	38	39	40	41	42	43	44
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	8 460 327	8 793 145	9 166 481	9 678 852	10 152 011	10 662 513	11 270 835	11 917 903	12 429 283
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	412 631	410 200	408 199	413 553	416 637	420 894	428 565	437 118	440 966
Затраты на материалы	тыс.тг.	2 036 734	1 974 844	1 910 939	1 884 802	1 846 555	1 812 360	1 791 352	1 772 001	1 734 668
ГСМ и топливо	тыс.тг.	515 643	499 974	483 795	477 178	467 495	458 838	453 519	448 620	439 168
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	2 924 206	2 828 923	2 727 048	2 795 224	2 865 105	2 936 732	3 010 150	3 085 404	3 162 539
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	334 220	338 499	340 143	344 398	353 047	358 702	367 351	375 022	385 743
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	709 386	716 880	734 802	753 172	760 973	779 997	787 910	807 608	815 624
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	105 135	107 763	110 457	113 219	116 049	118 950	121 924	124 972	128 097
Услуги связи	тыс.тг.	34 512	34 876	35 748	36 642	37 022	37 947	38 332	39 290	39 680
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	3 243	3 277	3 359	3 443	3 479	3 566	3 602	3 692	3 728
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	273 719	276 610	283 526	290 614	293 624	300 964	304 018	311 618	314 711
Охрана труда	тыс.тг.	87 015	87 935	90 133	92 386	93 343	95 677	96 647	99 064	100 047
Охрана объектов	тыс.тг.	697 687	705 057	722 683	740 750	748 422	767 133	774 916	794 288	802 173
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	196 753	198 832	203 803	208 898	211 061	216 338	218 532	223 996	226 219
Трассерные исследования	тыс.тг.	149 722	153 465	157 302	161 234	165 265	169 397	173 632	177 973	182 422
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	21 499	21 726	22 269	22 826	23 062	23 639	23 878	24 475	24 718

Составляющие	Ед.изм	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066
1	2	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	2 248	2 272	2 329	2 387	2 411	2 472	2 497	2 559	2 585
Мониторинг	тыс.тг.	65 565	66 258	67 914	69 612	70 333	72 092	72 823	74 644	75 385
ТБ и Пожарнаяя охрана	тыс.тг.	373 752	377 700	387 143	396 821	400 931	410 954	415 124	425 502	429 725
Охрана окружающей среды	тыс.тг.	72 626	73 393	75 228	77 108	77 907	79 855	80 665	82 681	83 502
Стандартизация, сертификация	тыс.тг.	51 955	52 503	53 816	55 161	55 733	57 126	57 706	59 148	59 735
Сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования и объектов	тыс.тг.	2 047 916	2 069 549	2 121 288	2 174 320	2 196 840	2 251 761	2 274 605	2 331 470	2 354 613
Ремонт оборудования	тыс.тг.	307 090	310 334	318 093	326 045	329 422	337 657	341 083	349 610	353 080
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	317 715	321 071	329 098	337 326	340 819	349 340	352 884	361 706	365 297
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	36 429	36 814	37 734	38 678	39 078	40 055	40 462	41 473	41 885
НИР	тыс.тг.	444 038	455 139	466 517	478 180	490 135	502 388	514 948	527 822	541 017
Услуги по аренде УЭЦН	тыс.тг.	4 582 403	4 630 809	4 746 579	4 865 244	4 915 634	5 038 525	5 089 640	5 216 881	5 268 666
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	69 927	70 666	72 432	74 243	75 012	76 887	77 667	79 609	80 399
Транспортные расходы	тыс.тг.	1 636 265	1 653 549	1 694 888	1 737 260	1 755 253	1 799 135	1 817 387	1 862 822	1 881 313
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	207 983	210 180	215 435	220 821	223 108	228 685	231 005	236 781	239 131
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	511 590	516 994	529 919	543 167	548 793	562 512	568 219	582 425	588 206
Услуга по инженерно-техническому сопровождению УЭЦН	тыс.тг.	43 073	43 528	44 617	45 732	46 206	47 361	47 841	49 037	49 524
Текущий ремонт скважин+ПВР(РИР)+супервайзинг	тыс.тг.	1 471 621	1 273 971	1 524 346	1 562 454	1 349 049	1 618 103	1 393 307	1 675 381	1 438 590
Ликвидация МКД	тыс.тг.	86 031	86 939	89 113	91 341	92 287	94 594	95 554	97 942	98 915
ОПИ - ПОТ	тыс.тг.	162 351	164 066	168 167	172 371	174 157	178 511	180 322	184 830	186 664
Услуги по погрузке-разгрузке грузов	тыс.тг.	164 047	165 780	169 924	174 172	175 976	180 376	182 206	186 761	188 615
Аутстаффинг	тыс.тг.	277 462	280 393	287 403	294 588	297 639	305 080	308 175	315 879	319 015
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	906 381	915 956	938 855	962 326	972 293	996 600	1 006 711	1 031 879	1 042 122
Страхование	тыс.тг.	1 138 841	1 104 235	1 068 502	1 053 888	1 032 502	1 013 382	1 001 636	990 815	969 940
Прочие	тыс.тг.	44 982	45 457	46 594	47 759	48 253	49 459	49 961	51 210	51 719
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	3 403 765	3 230 530	3 059 696	2 954 451	2 833 585	2 722 758	2 635 256	2 552 856	2 446 822
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	213 195	0	0	229 588	0	241 211	0	253 422
Радиальное бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВР	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из прочих категорий	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВЛГ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	35 388 490	35 523 290	35 916 316	36 772 646	37 326 093	38 179 315	38 944 057	40 014 767	40 639 674
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	465 440	450 274	434 058	444 910	456 033	467 434	479 119	491 097	503 375
Налог на имущество	тыс.тг.	148 846	126 521	107 543	91 413	77 702	66 047	56 141	47 720	40 563
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	464 070	475 671	487 563	499 752	512 246	525 052	538 178	551 633	565 424
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	5 634 007	5 462 809	5 286 033	5 213 733	5 107 934	5 013 346	3 539 453	3 501 218	3 427 453
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	4 613	4 005	3 382	2 977	2 506	0	0	0	0
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	334 220	338 499	340 143	344 398	353 047	358 702	367 351	375 022	385 743
Итого производственных затрат	тыс.тг.	42 439 687	42 381 068	42 575 039	43 369 829	43 835 562	44 609 895	43 924 300	44 981 458	45 562 231
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	12 689 692	12 302 503	11 902 708	11 738 700	11 499 094	11 285 671	11 154 854	11 034 354	10 801 877
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	11 449 651	11 101 736	10 742 484	11 077 170	10 852 388	10 651 424	10 527 959	11 319 816	11 081 324
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	8 651 936	8 184 423	8 617 924	8 292 735	7 926 298	8 374 924	8 075 948	7 793 861	8 187 923
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	32 791 279	31 588 662	31 263 116	31 108 604	30 277 779	30 312 018	29 758 762	30 148 030	30 071 124
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг.	4 854 026	4 931 879	5 055 175	5 181 555	5 264 251	5 395 857	5 481 539	5 618 578	5 707 336
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	1 597 620	1 637 560	1 678 499	1 720 462	1 763 473	1 807 560	1 852 749	1 899 068	1 946 544
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	243 353	249 436	255 672	262 064	268 616	275 331	282 214	289 270	296 501
Другие административные расходы	тыс.тг.	3 013 054	3 044 882	3 121 004	3 199 029	3 232 162	3 312 966	3 346 576	3 430 240	3 464 290
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 439 481	1 384 927	1 328 754	1 296 184	1 263 407	1 231 152	1 209 253	1 188 191	1 163 148
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	1 094 799	1 035 641	977 686	940 794	899 222	861 044	830 306	801 304	765 289
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	344 682	349 286	351 068	355 390	364 185	370 108	378 947	386 887	397 859
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	39 084 787	37 905 467	37 647 046	37 586 343	36 805 438	36 939 027	36 449 554	36 954 799	36 941 609
Итого затраты	тыс.тг.	81 524 473	80 286 536	80 222 084	80 956 172	80 640 999	81 548 923	80 373 854	81 936 257	82 503 840
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг.	99 135 508	96 029 551	92 823 245	91 481 965	89 543 486	87 843 375	86 803 989	85 848 853	84 019 370
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	81 524 473	80 286 536	80 222 084	80 956 172	80 640 999	81 548 923	80 373 854	81 936 257	82 503 840
Операционный доход	тыс.тг.	17 611 034	15 743 016	12 601 161	10 525 793	8 902 487	6 294 452	6 430 135	3 912 596	1 515 530
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	7 054 012	6 672 838	6 299 414	6 061 706	5 793 848	5 547 858	5 349 802	5 162 933	4 930 884
Балансовая прибыль	тыс.тг.	10 557 022	9 070 178	6 301 746	4 464 087	3 108 638	746 594	1 080 333	-1 250 337	-3 415 354
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 609 074	1 367 717	1 162 564	988 183	839 960	713 970	606 878	515 850	438 476

Составляющие	Ед.изм	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066
1	2	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	16 001 961	14 375 299	11 438 597	9 537 609	8 062 527	5 580 482	5 823 257	3 396 746	1 077 054
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	16 001 961	14 375 299	11 438 597	9 537 609	8 062 527	5 580 482	5 823 257	3 396 746	1 077 054
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 111 404	1 814 036	1 260 349	892 817	621 728	149 319	216 067	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	8 445 618	7 256 142	5 041 397	3 571 270	2 486 911	597 275	864 267	-1 250 337	-3 415 354
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	8 445 618	7 256 142	5 041 397	3 571 270	2 486 911	597 275	864 267	-1 250 337	-3 415 354

Т.П 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению, вариант 1

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации	тыс.тг.	3 694 644 676	28 988 023	33 931 596	39 975 942	40 799 445	46 415 136	50 516 383	54 802 912	60 749 942	65 492 018	70 452 291	77 625 309
Итого приток средств	тыс.тг.	3 694 644 676	28 988 023	33 931 596	39 975 942	40 799 445	46 415 136	50 516 383	54 802 912	60 749 942	65 492 018	70 452 291	77 625 309
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	2 789 498 253	26 380 536	29 014 620	32 212 688	33 087 740	37 278 614	39 059 210	41 212 469	44 624 886	46 902 768	49 294 554	53 780 762
прямые затраты	тыс.тг.	1 207 228 165	14 514 126	15 252 465	16 223 234	17 290 787	18 103 157	18 737 680	19 456 805	20 450 605	21 081 812	21 799 499	22 675 781
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	273 084 514	2 010 776	2 431 181	2 820 971	3 320 019	3 779 896	3 994 485	4 273 184	4 698 793	5 056 640	5 413 911	5 838 365
расходы периода	тыс.тг.	1 309 185 575	9 855 634	11 330 974	13 168 483	12 476 934	15 395 562	16 327 045	17 482 480	19 475 488	20 764 315	22 081 143	25 266 616
Капитальные Вложения	тыс.тг.	217 170 027	11 756 864	12 105 783	8 654 763	4 459 558	4 799 631	5 117 100	7 465 211	9 249 176	9 790 427	10 942 242	11 225 007
Бурение	тыс.тг.	179 507 286	5 251 159	10 359 414	7 090 734	3 545 367	3 545 367	3 745 517	6 466 013	8 213 947	8 595 431	8 990 857	9 400 681
Обустройство	тыс.тг.	37 662 741	6 505 705	1 746 370	1 564 029	914 191	1 254 263	1 371 583	999 199	1 035 229	1 194 996	1 951 385	1 824 327
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	133 527 243	433 795	870 892	1 412 437	1 383 965	1 645 202	2 083 052	2 465 507	2 904 569	3 325 062	3 749 879	4 178 965
Итого отток средств	тыс.тг.	3 140 277 660	38 571 195	41 991 295	42 279 888	38 931 263	43 723 447	46 259 363	51 143 188	56 778 631	60 018 257	63 986 675	69 184 735
Поток денежной наличности	тыс.тг.	554 367 016	-9 583 172	-8 059 699	-2 303 946	1 868 183	2 691 690	4 257 020	3 659 724	3 971 310	5 473 761	6 465 617	8 440 574
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	58 731 836	-9 583 172	-7 270 816	-1 874 998	1 371 552	1 782 716	2 543 474	1 972 578	1 931 007	2 401 045	2 558 519	3 013 110
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	25 602 752	-9 583 172	-7 008 434	-1 742 114	1 228 360	1 538 982	2 116 491	1 582 200	1 492 963	1 789 382	1 837 932	2 086 381
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	6 880 567	-9 583 172	-6 716 416	-1 599 962	1 081 124	1 298 076	1 710 801	1 225 634	1 108 320	1 273 022	1 253 080	1 363 200
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	554 367 016	-9 583 172	-17 642 872	-19 946 818	-18 078 635	-15 386 945	-11 129 925	-7 470 201	-3 498 891	1 974 870	8 440 487	16 881 060
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	58 731 836	-9 583 172	-16 853 988	-18 728 986	-17 357 435	-15 574 719	-13 031 245	-11 058 667	-9 127 660	-6 726 615	-4 168 096	-1 154 986
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	25 602 752	-9 583 172	-16 591 607	-18 333 721	-17 105 360	-15 566 378	-13 449 887	-11 867 687	-10 374 724	-8 585 342	-6 747 410	-4 661 030
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	6 880 567	-9 583 172	-16 299 588	-17 899 551	-16 818 427	-15 520 351	-13 809 550	-12 583 916	-11 475 596	-10 202 574	-8 949 494	-7 586 295

Продолжение Т.П.11.2.5

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Выручка от реализации	тыс.тг.	84 616 720	92 031 535	98 611 018	104 402 544	109 889 426	112 468 782	114 842 602	116 700 353	118 794 768	121 182 086	119 725 902	119 400 904	118 817 622
Итого приток средств	тыс.тг.	84 616 720	92 031 535	98 611 018	104 402 544	109 889 426	112 468 782	114 842 602	116 700 353	118 794 768	121 182 086	119 725 902	119 400 904	118 817 622
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	57 258 933	60 792 359	64 479 569	68 262 533	71 238 051	74 764 404	76 809 395	79 039 179	80 861 650	83 459 281	82 719 150	82 112 626	82 913 165
прямые затраты	тыс.тг.	23 792 921	24 868 731	25 830 224	26 880 922	27 954 924	28 938 651	30 012 404	30 920 107	31 846 238	32 541 791	32 853 485	33 565 567	34 203 904
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	6 288 481	6 749 425	7 201 567	8 396 897	8 830 044	9 083 027	9 343 845	9 575 325	9 828 830	9 987 448	9 664 585	8 615 041	8 508 181
расходы периода	тыс.тг.	27 177 531	29 174 203	31 447 777	32 984 714	34 453 083	36 742 725	37 453 146	38 543 747	39 186 582	40 930 042	40 201 079	39 932 017	40 201 080
Капитальные Вложения	тыс.тг.	9 906 787	11 743 169	11 880 756	12 811 320	13 324 759	13 598 127	14 180 724	14 759 861	15 863 307	1 594 814	801 105	801 105	0
Бурение	тыс.тг.	8 458 056	10 265 432	10 721 350	11 193 647	11 682 858	12 189 534	12 714 242	13 257 567	13 820 112	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	1 448 731	1 477 737	1 159 406	1 617 673	1 641 900	1 408 593	1 466 482	1 502 294	2 043 195	1 594 814	801 105	801 105	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	4 765 496	5 393 842	5 815 914	6 045 338	6 356 668	5 996 330	5 870 371	5 592 321	5 408 673	5 340 690	5 254 386	5 346 518	5 124 033
Итого отток средств	тыс.тг.	71 931 215	77 929 370	82 176 238	87 119 190	90 926 256	94 358 861	96 860 490	99 391 361	102 133 631	90 394 784	88 774 642	88 266 102	88 062 744
Поток денежной наличности	тыс.тг.	12 685 505	14 102 165	16 434 779	17 283 355	18 963 170	18 109 921	17 982 112	17 308 992	16 661 137	30 787 302	30 951 260	31 134 802	30 754 878
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	4 085 217	4 096 919	4 307 247	4 086 281	4 044 599	3 484 539	3 121 288	2 710 374	2 353 566	3 923 356	3 558 186	3 228 946	2 877 352
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 726 663	2 635 795	2 671 111	2 442 633	2 330 469	1 935 312	1 671 004	1 398 655	1 170 700	1 881 113	1 644 461	1 438 446	1 235 560
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	1 707 317	1 581 652	1 536 058	1 346 141	1 230 813	979 527	810 512	650 144	521 508	803 058	672 779	563 974	464 243
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	29 566 566	43 668 731	60 103 510	77 386 865	96 350 035	114 459 955	132 442 067	149 751 060	166 412 196	197 199 498	228 150 758	259 285 560	290 040 438
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	2 930 231	7 027 150	11 334 398	15 420 679	19 465 278	22 949 818	26 071 106	28 781 480	31 135 046	35 058 401	38 616 588	41 845 534	44 722 885
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-1 934 366	701 429	3 372 540	5 815 174	8 145 643	10 080 955	11 751 959	13 150 614	14 321 314	16 202 427	17 846 888	19 285 335	20 520 894
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-5 878 978	-4 297 326	-2 761 268	-1 415 127	-184 314	795 214	1 605 726	2 255 870	2 777 378	3 580 435	4 253 214	4 817 187	5 281 430

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
Выручка от реализации	тыс.тг.	117 744 031	115 977 124	114 193 256	112 362 179	109 911 867	105 516 040	103 004 024	101 173 554	99 135 508	96 029 551	92 823 245
Итого приток средств	тыс.тг.	117 744 031	115 977 124	114 193 256	112 362 179	109 911 867	105 516 040	103 004 024	101 173 554	99 135 508	96 029 551	92 823 245
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	83 124 968	84 743 725	83 662 895	83 920 186	82 486 123	81 494 067	81 045 709	81 468 301	81 524 473	80 286 536	80 222 084
прямые затраты	тыс.тг.	34 915 879	35 600 251	35 276 896	35 042 773	34 651 505	34 314 382	33 955 665	34 970 345	35 388 490	35 523 290	35 916 316
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	8 383 952	8 233 998	8 090 926	7 943 648	7 769 472	7 491 626	7 307 726	7 177 826	7 051 197	6 857 779	6 658 723
расходы периода	тыс.тг.	39 825 137	40 909 476	40 295 073	40 933 765	40 065 147	39 688 059	39 782 317	39 320 130	39 084 787	37 905 467	37 647 046
Капитальные Вложения	тыс.тг.	0	0	0	0	0	338 429	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	338 429	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	4 927 952	4 321 985	4 251 639	3 903 057	3 776 556	3 191 971	2 856 948	2 467 509	2 111 404	1 814 036	1 260 349
Итого отток средств	тыс.тг.	88 096 880	89 065 710	87 914 534	87 823 243	86 262 679	85 024 467	83 902 657	83 935 811	83 635 878	82 100 571	81 482 434
Поток денежной наличности	тыс.тг.	29 647 151	26 911 413	26 278 722	24 538 937	23 649 188	20 491 573	19 101 367	17 237 744	15 499 630	13 928 980	11 340 812
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	2 502 224	2 049 010	1 804 995	1 520 519	1 321 955	1 033 332	868 947	707 414	573 824	465 202	341 689
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	1 035 702	817 505	694 161	563 656	472 364	355 908	288 489	226 385	177 007	138 322	97 930
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	372 935	282 101	229 558	178 633	143 463	103 590	80 469	60 515	45 344	33 958	23 040
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	319 687 589	346 599 002	372 877 724	397 416 661	421 065 849	441 557 422	460 658 789	477 896 532	493 396 162	507 325 143	518 665 954
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	47 225 110	49 274 120	51 079 115	52 599 634	53 921 589	54 954 922	55 823 869	56 531 283	57 105 108	57 570 310	57 911 998
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	21 556 596	22 374 101	23 068 262	23 631 918	24 104 282	24 460 190	24 748 679	24 975 064	25 152 071	25 290 393	25 388 323
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	5 654 365	5 936 467	6 166 024	6 344 658	6 488 121	6 591 711	6 672 180	6 732 695	6 778 039	6 811 997	6 835 037

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2061	2062	2063	2064	2065	2066
1	2	39	40	41	42	43	44
Выручка от реализации	тыс.тг.	91 481 965	89 543 486	87 843 375	86 803 989	85 848 853	84 019 370
Итого приток средств	тыс.тг.	91 481 965	89 543 486	87 843 375	86 803 989	85 848 853	84 019 370
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	80 956 172	80 640 999	81 548 923	80 373 854	81 936 257	82 503 840
прямые затраты	тыс.тг.	36 772 646	37 326 093	38 179 315	38 944 057	40 014 767	40 639 674
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	6 597 183	6 509 468	6 430 581	4 980 243	4 966 691	4 922 557
расходы периода	тыс.тг.	37 586 343	36 805 438	36 939 027	36 449 554	36 954 799	36 941 609
Капитальные Вложения	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	892 817	621 728	149 319	216 067	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	81 848 989	81 262 727	81 698 242	80 589 921	81 936 257	82 503 840
Поток денежной наличности	тыс.тг.	9 632 975	8 280 759	6 145 133	6 214 068	3 912 596	1 515 530
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.						
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	261 825	203 042	135 928	123 999	70 432	24 611
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	72 333	54 069	34 891	30 680	16 798	5 658
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	16 309	11 683	7 225	6 088	3 194	1 031
Накопленный поток денежной наличности							
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	528 298 929	536 579 688	542 724 821	548 938 890	552 851 486	554 367 016
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	58 173 823	58 376 865	58 512 793	58 636 792	58 707 225	58 731 836
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	25 460 656	25 514 725	25 549 616	25 580 296	25 597 094	25 602 752
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	6 851 345	6 863 028	6 870 253	6 876 341	6 879 536	6 880 567