

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХТУРКМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ
ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия № 26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»

_____ К.Б. Арымбек
« ____ » _____ 2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ САЗТОБЕ ВОСТОЧНОЕ

(по состоянию на 01.01.2026г)

(Договор №1060749//2024/1 от 30.12.2024г
Заказ наряд №2 ОГиР)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

И.о. Первого заместителя директора
Атырауского филиала по геологии
и разработке



А.С. Марданов

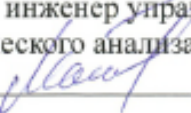
А.А. Башев

г.Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

РЕВ. №	Часть проекта	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	Дата
00	Текст	Для представления заказчику	
	Текст	Для представления ЦКРР МЭ РК	
	Текст	Для рассмотрения и согласования ЦКРР МЭ РК	
	Текст	Для сдачи заказчику	
	Текст	Для сдачи в архив	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке		Общее руководство
_____ Башев А.А.		
Руководитель службы разработки крупных проектов		Общее руководство
_____ Хандохин А.А.		
Ответственный исполнитель по разработке, Старший инженер службы разработки крупных проектов		(главы 1, 3, 5, 6, 8, 9; разделы 4.1, 4.2, 4.5, 7.1, 10.1)
_____ Куанышева Б.К.		
Инженер службы разработки крупных проектов		(главы 1, 3, 5, 6, 8, 9; разделы 4.1, 4.2, 4.5,)
_____ Нурлыбаев Г. Т.		
Ответственный исполнитель по геологии, Старший инженер управления геологического моделирования		(глава 2)
_____ Тұрсынғалиев А.Б.		
Старший инженер управления геофизики и петрофизики		(раздел 2.4)
_____ Әділбай Қ.Н.		
Старший инженер управления геологического моделирования		(раздел 2.3, 9.2)
_____ Ермеков Э.В.		
Ведущий инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа		(разделы 6.1, 6.2)
_____ Изтелеуов А.Б.		
Инженер управления системы сбора, транспорта и подготовки продукции		(разделы 6.3-6.6)
_____ Абдрахманов Д. Р.		
Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин		(глава 7)
_____ Сабиров Б.Ф.		
Ведущий инженер управления бюджетирования и экономического анализа		(глава 13, раздел 4.2, 4.3, 3.5)
_____ Матжанова М.Д.		
Ответственный за Документ-контроль:		Хандохин А.А.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**Техническое задание**

1. Основание для выполнения работы	Договор о долгосрочных закупках научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ №1060749/2024/1 от 30.12.2024г. Техническое задание ТОО «Казахтуркмунай»
2. Организация-заказчик	ТОО «Казахтуркмунай»
3. Исполнитель	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»



4. Наименование объекта	Месторождение Сазтобе Восточный
5. Обоснование и основные цели работ	Оценка эффективности проведенных на месторождении ГТМ на добывающих скважинах по интенсификации отборов нефти, оценка потенциала увеличения добычи нефти, выработка рекомендаций по повышению эффективности системы разработки для достижения утвержденных значений КИН, расчет прогнозных технологических показателей разработки
6. Объем работ и требования к их выполнению	При выполнении работы в качестве руководящих должны быть использованы следующие документы: 1. «Методические рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных месторождений», утвержденные МЭ РК приказом от 24 августа 2018 г. № 329; 2. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», № 125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.; 3. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждённые приказом Министра энергетики РК за № 239 от 15.06.2018 г.; 4. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 г. № 400-VI; 5. Другие нормативные правовые акты РК. Проект выполняется по состоянию на 01.01.2026г., с учетом текущих геолого-промысловых данных, результатов бурения и проведенных ГТМ. В окончательном виде Проект состоит из 2-х томов: • Том I. Текст отчета; • Том II. Графические приложения. Том 1. Текст отчета должен содержать: • Реферат; • Введение; • Введение • Общие сведения о месторождении • Геолого-физическая характеристика месторождения • Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки • Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки • Техничко-экономический анализ проектных решений • Техника и технология добычи газа и конденсата • Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин • Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования • Охрана недр и окружающей среды • Мероприятия по доразведке месторождения • Расчет суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования Том 2. Графические приложения должен содержать: • Геологические профили в основных направлениях; • Схема обоснования ВНК; • Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов; • Карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин по продуктивным горизонтам; • Карты накопленных и текущих отборов по объектам разработки;

	• Карты изобар по объектам разработки; • Карты расположения пробуренных и проектных скважин по объектам разработки.
7. Согласование документа	Проект разработки утверждается, согласовывается и проходит экспертизу в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, а также со всеми необходимыми государственными контролирующими органами. Согласно Кодексу Республики Казахстан от 27.12.2017 г № 125-V «О недрах и недропользовании», проект разработки утверждается, согласовывается и проходит экспертизу в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан (заключение государственной экологической экспертизы). Подрядчик обязан организовать и провести общественные слушания (информирование в средствах массовой информации на казахском и русском языках, подготовка материалов, докладов для общественных слушаний, ведение протокола, подготовка и подписание протокола и т.д.).
8. Срок выполнения работы	С момента подписания Заказ-наряда и до 31.12.2026г
9. Порядок и форма сдачи работы	После утверждения сдать проект в геологические фонды ТОО «Казахтуркмунай» в 3-х экземплярах в аналоговом и в 2 экземплярах в цифровом варианте. Приложить протоколы рассмотрения проекта на НТС Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», ГТС ТОО «Казахтуркмунай», заключение государственной экологической экспертизы, заключение независимых экспертов ЦКРР РК и протокол заседания ЦКРР РК.

6. Стоимость Работ: 50 251 200,00 (Пятьдесят миллионов двести пятьдесят одна тысяча двести тенге) с учётом НДС.
7. Представитель Заказчика: начальник ОГиР Ергалиев К.А.
8. Приёмка выполненных Работ, в соответствии с главой 5 и порядок расчёта в главе 2 Договора.

Заказчик:
Генеральный директор
ТОО «Казахтуркмунай»

Арымбек К.Б.



Подрядчик:
Первый заместитель директора
Атырауского филиала ТОО «КМГ
Инжиниринг» по геологии и
разработке

Джаксылыков Т.С.



Исманов *Сманов* *Басмб*
Алиев *Алиев* *Алиев*

СОДЕРЖАНИЕ

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ.....	2
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	3
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	4
СОДЕРЖАНИЕ.....	7
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	9
СПИСОК РИСУНКОВ	11
СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	12
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	13
РЕФЕРАТ	14
ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	17
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
2.1 Характеристика геологического строения месторождения.....	19
2.2 Свойства и состав нефти, газа и воды	63
2.2.1 Свойства нефти в пластовых условиях	63
2.2.2 Состав и свойства растворенного газа.....	69
2.2.3 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	71
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика.....	72
2.4 Запасы нефти и газа	81
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ	
ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	87
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	87
3.1.1 Исследования методом регистрации КВД и МУО за отчетный период	87
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов	93
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки	93
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов	112
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	127
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	137
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.....	137
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки.....	139
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	144
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	144
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	149
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	149
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	151
3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин.....	152
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	154
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	161
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	161
4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки	178
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата	186
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	189

6	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА	191
6.1	Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	191
6.1.1	Обоснование предельных условий фонтанирования скважин	193
6.1.2	Выбор внутрискважинного оборудования	196
6.1.3	Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин	200
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	201
6.2.1	Выполнение мероприятий по предупреждению прорывов подошвенных воды к забоям скважин и борьбе с их последствиями	201
6.2.2	Выполнение мероприятий по предупреждению и борьбе с АСПО	202
6.2.3	Выполнение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями, вызванными гидратообразованиями при эксплуатации наземного оборудования	203
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	205
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	220
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	229
7	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	236
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	236
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	241
8	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	248
9	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	275
10	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	281
10.1	Природно-климатическая характеристика района	281
10.2	Мониторинг состояния окружающей среды	282
10.3	Анализ современного состояния атмосферного воздуха	282
10.4	Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод	286
10.5	Анализ образования объемов отходов производства и потребления	286
10.6	Анализ современного состояния почвенного покрова	286
10.7	Растительный мир	287
10.8	Животный мир	288
10.9	Охрана недр	289
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	290
12	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	291
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	294

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Характеристика отбора керна.....	46
Таблица 2.1.2 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов	48
Таблица 2.1.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов	49
Таблица 2.1.4 – Характеристика коллекторских свойств, нефтенасыщенности.....	50
Таблица 2.1.5 – Статистические ряды распределения проницаемости продуктивных горизонтов	62
Таблица 2.2.1 – Свойства пластовой нефти продуктивных горизонтов	68
Таблица 2.2.2 – Компонентный состав после однократного разгазирования.....	70
Таблица 2.2.3 – физико-химических свойств и фракционного состава разгазированной нефти продуктивных горизонтов	71
Таблица 2.3.1 – Виды специальных исследований (юра)	72
Таблица 2.3.2 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть	74
Таблица 2.3.3 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту (скв. 1А, 105, ОС-1 и 102)	76
Таблица 2.3.4 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой.....	77
Таблица 2.3.5 – Характеристики вытеснения нефти водой.....	79
Таблица 2.3.6 – Результаты определения сжимаемости пород	80
Таблица 2.4.1 – Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа	83
Таблица 2.4.2 – Сводная таблица подсчета запасов свободного газа и конденсата	85
Таблица 2.4.3 – Сводная таблица подсчета запасов газа газовой шапки и конденсата.....	86
Таблица 3.1.1 – Количество и виды проведенных гидродинамических исследований с начала разработки	88
Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований.....	89
Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г	94
Таблица 3.2.2 – Динамика основных показателей разработки нефтяных залежей в целом.....	105
Таблица 3.2.3 – Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи объекта Ю-ХП-А (I объект) ...	107
Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи объекта Ю-IX (II объект).....	108
Таблица 3.2.5 – Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин нефтяных залежей.....	109
Таблица 3.2.6 – Фактические показатели разработки в целом по газоконденсатным залежам.....	112
Таблица 3.2.7 – Динамика темпов выработки запасов нефти по годам	114
Таблица 3.2.8 – Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти по годам.....	114
Таблица 3.2.9 – Состояние выработки запасов нефти на 01.01.2026 г.....	114
Таблица 3.2.10 – Основные показатели выработки запасов нефти по I объекту	114
Таблица 3.2.11 – Результаты PLT исследований по скважине 1А	121
Таблица 3.2.12 – Результаты PLT исследований по скважине 5	121
Таблица 3.2.13 – Результаты PLT исследований по скважине 3	122
Таблица 3.2.14 – Основные показатели выработки запасов пластового газа и конденсата по скважинам	125
Таблица 3.2.15 – Основные показатели выработки запасов пластового газа и конденсата по горизонтам	126
Таблица 3.2.16 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по нефтяным залежам в целом	131
Таблица 3.2.17 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту Ю-ХП-А (I объект)	132
Таблица 3.2.18 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту Ю-IX-ХI(II объект)	133
Таблица 3.2.19 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки газоконденсатных залежей в целом	136
Таблица 3.4.1 – Распределение запасов нефти по горизонтам и категориям.....	144
Таблица 3.4.2 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов нефтяных залежей	146
Таблица 3.4.3 – Распределение геологических запасов свободного газа по горизонтам и по категориям.....	148
Таблица 3.4.4 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов газоконденсатных залежей.....	148
Таблица 3.4.5 – Адресные программы геолого-технических мероприятий Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый).....	162
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый).....	163
Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый).....	173
Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый).....	174
Таблица 4.2.1 – Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1).....	180
Таблица 4.2.2 – Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 1).....	180
Таблица 4.2.3 – Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1).....	181
Таблица 4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 1).....	183
Таблица 4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 1).....	185
Таблица 4.3.1 – Коэффициенты нефтеизвлечения по расчетным вариантам разработки	188
Таблица 4.3.1 – Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения газа и конденсата	188
Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин по нефти согласно проекту разработки	192

Таблица 6.1.2 - Показатели эксплуатации скважин по газу и конденсату согласно проекту разработки.....	192
Таблица 6.1.3 - Исходные данные для расчёта условий фонтанирования нефтяных залежей	193
Таблица 6.1.4 - Исходные данные для расчёта условий фонтанирования для газовых залежей	196
Таблица 6.1.5 - Компоновка колонны насосно-компрессорных труб	199
Таблица 6.2.1 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	205
Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин СВ №106,112,114,115,107,113,108,100,101.237	
Таблица 7.1.2 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101 с проектной глубиной 3300м.	238
Таблица 7.1.3 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3300м.....	239
Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика	281
Таблица 10.1.2 – Повторяемость направлений ветра и штилей и роза ветров	281
Таблица 10.3.1 – Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны за I-IV кварталы 2025 г	283
Таблица 12.1.1 - Расчет размера суммы ликвидации промышленных объектов и оборудования (рекомендуемый вариант).....	292
Таблица 12.1.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения.....	292

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 2.1.1 -Тектоническая схема южной части Прикаспийской впадины и прилегающих складчатых обрамлений В.М. Пилифосов, 2001г.	28
Рисунок 2.1.2 - Схема строения Сазтобинско-Бекболатского тектонического блока	29
Рисунок 2.1.3 - Геологический разрез.....	30
Рисунок 2.1.4 - Структурная карта по отражающему горизонту U-XII (кровля одноименного продуктивного горизонта).....	34
Рисунок 2.1.5 - Структурная карта по отражающему горизонту U-IX (кровля одноименного продуктивного горизонта).....	35
Рисунок 2.1.6 - Структурная карта по отражающему горизонту U-VI (кровля одноименного продуктивного горизонта).....	36
Рисунок 2.1.7 - Структурная карта по отражающему горизонту J2_top (кровля средней юры).....	37
Рисунок 2.1.8 - Пример сейсмического разреза (инлайн 2448) с отражающими горизонтами.....	38
Рисунок 2.1.9 - Срез куба когерентности по ОГ J2_top.....	39
Рисунок 2.1.10 - Срез куба когерентности по ОГ U-IX.....	40
Рисунок 2.2.1 - Зависимость давления насыщения от газосодержания	66
Рисунок 2.2.2 - Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания.....	66
Рисунок 2.2.3 - Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	66
Рисунок 2.2.4 - Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой нефти.....	66
Рисунок 2.2.5 - Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления по дифференциальному разгазированию. Горизонт Ю-IX+XI.....	67
Рисунок 2.2.6 - Зависимость плотности пластовой нефти от давления по дифференциальному разгазированию. Горизонт Ю-IX+XI.....	67
Рисунок 2.2.7 - Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления по дифференциальному разгазированию. Горизонт Ю-IX+XI.....	67
Рисунок 2.3.1 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, скв. 1А.....	72
Рисунок 2.3.2 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, скв. №105.....	73
Рисунок 2.3.3 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, скв. ОС-1.....	73
Рисунок 2.3.4 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, скв. №102.....	73
Рисунок 2.3.5 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скв. 1А, 105, ОС-1 и 102).....	76
Рисунок 3.1.1 - Динамика пластового и забойного давлений по I объекту нефтяной залежи	92
Рисунок 3.1.2 - Динамика пластового и забойного давлений по II объекту нефтяной залежи	92
Рисунок 3.2.1 - График эксплуатации скважины 2	95
Рисунок 3.2.2 - График эксплуатации скважины Тын-1.....	96
Рисунок 3.2.3 - График эксплуатации скважины №105	97
Рисунок 3.2.4 - График эксплуатации скважины №102	98
Рисунок 3.2.5 - График эксплуатации скважины 1А	99
Рисунок 3.2.6 - График эксплуатации скважины 3	100
Рисунок 3.2.7 - График эксплуатации скважины 5	101
Рисунок 3.2.8 - График эксплуатации скважины 43	101
Рисунок 3.2.9 - График разработки нефтяных залежей I объект	103
Рисунок 3.2.10 - График разработки нефтяных залежей II объект	104
Рисунок 3.2.11 - График разработки по месторождению в целом.....	105
Рисунок 3.2.12 – Динамика разработки газоконденсатных залежей месторождения.....	111
Рисунок 3.2.13 – Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по нефтяным залежам продуктивных горизонтов.....	113
Рисунок 3.2.14 – Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых значений КИН по горизонтам разработки (на 01.01.2026г.).....	113
Рисунок 3.2.15 – Характеристики вытеснения по методике Назарова-Сипачева	115
Рисунок 3.2.16 – Характеристики вытеснения по методике Максимова М.И.	115
Рисунок 3.2.17 – Характеристики вытеснения по методике Сазонова Б.Ф.	116
Рисунок 3.2.18 – Характеристики вытеснения по методике Камбарова Г.С.	116
Рисунок 3.2.19 - Распределение накопленной добычи газа и конденсата и достигнутых на 01.07.2023г значений КИГ и КИК по газоконденсатным залежам продуктивных горизонтов.....	117
Рисунок 3.2.20 - Распределение начальных извлекаемых запасов пластового газа	118
Рисунок 3.2.21 - Распределение геологических запасов пластового газа по газоконденсатным залежам.....	118
Рисунок 3.2.22 - Распределение начальных извлекаемых запасов конденсата по газоконденсатным залежам продуктивных горизонтов	118
Рисунок 3.2.23 - Распределение геологических запасов конденсата по газоконденсатным залежам относительно зон насыщения	119
Рисунок 3.2.24 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по нефтяным залежам в целом	128
Рисунок 3.2.25 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I объекту.....	129
Рисунок 3.2.26 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II объекту	130
Рисунок 3.2.27 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по газоконденсатным залежам за отчетный период	135
Рисунок 10.1.1 – Роза ветров	282

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Таблица П 4.2.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 2	220
Таблица П 4.2.2 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 2	221
Таблица П 4.2.3 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2	222
Таблица П 4.2.4 – Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2	223
Таблица П 4.2.5 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2	224
Таблица П 4.2.6 – Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2	225
Таблица П 4.2.7 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2	226
Таблица П 4.2.8 – Характеристика основных показателей разработки по III объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2	227
Таблица П 4.2.9 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 2	228
Таблица П 4.2.10 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 2	228
Таблица П 4.2.11 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 2	229
Таблица П 4.2.12 – Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 2	229
Таблица П 4.2.13 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 2	230
Таблица П 4.2.14 – Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 2	230
Таблица П 4.2.15 – Капитальные вложения (Вариант 2)	231
Таблица П 4.2.16 – Бюджетная эффективность (Вариант 2)	231
Таблица П 4.2.17 – Производственный доход (Вариант 2)	232
Таблица П 4.2.18 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 2)	234
Таблица П 4.2.19 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 2)	236

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ прил.	Наименование	Масштаб
2	3	4
1	а) Структурная карта по отражающему горизонту J2-top (кровля средней юры) б) Структурная карта по отражающему горизонту U-VI (кровля продуктивного горизонта Ю-VIA)	1:25 000
2	а) Структурная карта по отражающему горизонту Ю-IX (кровля продуктивного горизонта Ю-IX) б) Структурная карта по отражающему горизонту U-XII (кровля продуктивного горизонта Ю-XIIA)	1:25 000
3	Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юры)	1:25 000
4	Глубинный разрез через пробуренные скважины на структуре Сзатобе Восточное	1:25 000
5	Геолого-стратиграфический профиль по линии I-I'	гор 1:25 000 верт 1: 5 000
6	Геологический профиль по линии I-I'	гор 1:25 000 верт 1: 5 000
7	Схема обоснования ГНК, ГВК и ВНК	гор 1:25 000 верт 1: 5 000
8	Ю-II - продуктивный горизонт а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 25 000
9	Ю-IIIА - продуктивный горизонт а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:25 000
10	Ю-IIIБ - продуктивный горизонт а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:25 000
11	Ю-IX - продуктивный горизонт а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:25 000
12	Ю-XI - продуктивный горизонт а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) Карта эффективных газонасыщенных толщин г) Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин	1:25 000
13	Ю-XIIА - продуктивный горизонт а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:25 000
14	Ю-XIIБ - продуктивный горизонт а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:25 000
21	Карта изобар по состоянию на 01.01.2026г	1:25 000
22	Карта текущих и суммарных отборов жидкости по состоянию на 01.01.2026г	1:25 000
23	Карта текущих и суммарных отборов Конденсата по состоянию на 01.01.2026г	1:25 000

РЕФЕРАТ

Отчет состоит из 2 томов:

- Том I – Текст отчета, содержит ... страниц, в т.ч. ... рисунков и ... таблиц, включает папки с ... графическими приложениями.
- Том II – Табличные приложения, содержит ... страниц, включая ... таблиц.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗОКОНДЕНСАТ, РАСТВОРЕННЫЙ ГАЗ, ТЕРРИГЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ДОБЫЧА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН), КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА (КИГ), КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА (КИК), ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (ГИС), ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (ГДИС), ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ, УСТЬЕВОЕ И ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН, ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ДОРАЗВЕДКА.

Объект исследования – залежи нефти и газоконденсата пластово-сводового типа, приуроченные к терригенным коллекторам юрских отложений месторождения Сазтобе Восточное.

Согласно действующим проектным документам, эксплуатационные объекты выделены следующим образом: в разрезе нефтяной залежи - три эксплуатационных объекта (I, II, III), в газоконденсатной залежи – два эксплуатационных объекта (I, II).

Область применения – месторождение Сазтобе Восточное.

Цель работы – оценка эффективности реализации ранее утвержденных проектных решений с учетом имеющегося представления о геологическом строении и полученных новых сведений о текущем состоянии разработки, выдача рекомендаций по контролю и регулированию процесса разработки.

В настоящем документе «Дополнение к Проекту разработки месторождения Сазтобе Восточное» приведены сведения о геологическом строении месторождения, геолого-физических характеристиках продуктивного коллектора, физико-химических свойствах нефти, растворенного газа и газоконденсата, запасах углеводородов месторождения.

Согласно рекомендуемому варианту,

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Сазтобе Восточное открыто в 1993 году, когда в скважине Нсановская-43 из среднеюрских отложений получен приток газа с конденсатом дебитом 33 тыс.м³/сут и 8,8 т/сут, соответственно. В процессе разработки, в 2010 году при испытании скважины Сазтобе-2 был получен приток густой вязкой нефти дебитом 20,36 м³/сут.

Месторождение имеет сложную структуру из 5 блоков, разобщенных между собой разломами, включающее в себя нефтяную и газоконденсатные залежи, разработка которых ведется самостоятельно согласно проектным документам.

Месторождение Сазтобе Восточное разрабатывается ТОО «Казахтуркмунай», имеющим Дополнение №3 от 18.01.2018г к договору №1 на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти от 31.05.1994г и Государственную Лицензию на право пользования недрами в Республике Казахстан серии МГ№42Д от 23.02.1995г для разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Сазтобе Восточное. Дополнением №4 (от 29.09.2020 г.) к Контракту №1 (от 31.05.1994 г.) внесено изменение по части расширения горного отвода.

Месторождение вступило в промышленную разработку согласно «Технологической схеме разработки месторождения Сазтобе Восточное» [], утвержденной в ЦКРР РК (протокол №11 от 08.07.2011г).

В 2020г ГКЗ РК был утвержден отчет «Пересчет начальных запасов углеводородного сырья месторождения Сазтобе Восточное Мангистауской области Республики Казахстан», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» по состоянию изученности на 02.01.2020г на основе проведенных исследовательских работ, отбор и анализ кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов (Протокол ГКЗ РК №2176-20-У от 06.05.2020г).

Разработка нефтяной и газоконденсатных залежей ведется самостоятельно согласно проектным документам. Так, на основе утвержденных запасов нефтяной залежи был составлен «Проект разработки ...» 2020 г., утвержденный ЦКРР РК (Протокол №11/1 от 18.02.2021г), согласно утвержденному 3 варианту которого предусмотрено продолжение разработки месторождения с утверждением технологических показателей на 2021-2023 гг и бурением 2-х независимых оценочных и одной эксплуатационной скважин в 2022-2023 гг. На основе утвержденных запасов газа и конденсата составлен «Проект разработки ...» утвержденный ЦКРР РК (протокол №10/4 от 21.01.2021г), согласно утвержденному 2 варианту которого предусмотрено продолжение разработки месторождения с

утверждением технологических показателей до 14 октября 2041 г и бурением одной оценочной скважины в 2023 г.

После утверждения Проектов разработки, в 2021-2022гг были выполнены и направлены в ЦКРР РК два отчета по «Авторскому надзору за реализацией Проекта разработки месторождения Сазтобе Восточное», подготовленные Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг».

В 2023г по состоянию разработки нефтяной залежи выполнен отчет «Анализ разработки ...» по состоянию на 01.07.2023г, утвержденный ЦКРР РК (протокол №47/10 от 25.01.2024г.), в соответствии с заключением Государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки Анализ был согласован «с утверждением технологических показателей по рекомендуемому третьему варианту разработки с 2024г по 2026г.».

НИР «Дополнение к Проекту разработки месторождения Сазтобе Восточное» (далее – ДПРМ) подготовлен по состоянию изученности месторождения (совместно нефтяной и газоконденсатных залежей) на 01.01.2026г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках долгосрочного договора № 223//142/2020 АТ от «17» июля 2020г с ТОО «Казахтуркмунай», согласно Техническому заданию и требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [] и РД «Методические рекомендации по проведению авторских надзоров за реализацией проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» [].

В настоящем Дополнении к Проекту разработки рассмотрены 2 варианта дальнейшего освоения месторождения,

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Сазтобе Восточное расположено в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины, в пределах западного погружения Южно-Эмбинского поднятия и административно входит в состав Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан (рис. 1.1.1).

В орографическом отношении площадь Сазтобе Восточное представляет собой всхолмлённую равнину, северную и центральную часть которой занимают бугристые пески, закреплённые травянистой растительностью. В понижениях распространены пухлые солончаки, поверхность которых во время дождей размокает и превращается в непроходимую вязкую грязь.

На западе площади расположена слабоволнистая равнина, образовавшаяся при высыхании Каспийского моря, соединившая между собой бывшие острова. Южнее расположен солончак Мёртвый Колтык, обширные пространства которого образовались в результате снижения уровня Каспийского моря и высыхания залива Комсомолец. Солончаки представляют собой ровную поверхность, движение по ним возможно в сухое время года только для пешеходов и транспорта повышенной проходимости. Рельеф местности имеет общий уклон с северо-востока на юго-запад.

Климат района резко континентальный и характеризуется значительным колебанием сезонных температур. В зимние месяцы температура воздуха понижается до $-25-40^{\circ}\text{C}$. Летом температура колеблется от $+25+50^{\circ}\text{C}$. Количество годовых осадков не превышает 150 мм в год и в основном приходится на осенне-зимний период.

Растительный мир представлен полынью, верблюжьей колючкой и другими видами флор степи и полупустынь.

Животный мир, в основном, представлен грызунами, пресмыкающимися (черепахи, ящерицы, змеи) и паукообразными (скорпионы, тарантулы, фаланги).

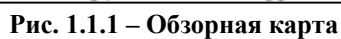
Гидрографически район развит слабо. Открытых водоемов и природных источников в районе нет.

Снабжение питьевой водой производится автоцистернами из водопровода. Техническое водоснабжение осуществляется из водяных скважин альбских и сеноманских горизонтов.

Ближайшим населённым пунктом является железнодорожная станция Бейнеу (145 км). Областной центр – г. Актау – расположен на расстоянии 479 км юго-западнее месторождения.

Непосредственная близость к обустроенным нефтепромыслам Прорва, Тенгиз, Кисимбай, к железнодорожной линии Мангистау – Макат – ЛЭП, к магистральным

Система электроснабжения месторождения автономная, электроэнергия вырабатывается на собственных газопоршневых и дизельных электростанциях.



2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения месторождения

Литолого-стратиграфическая характеристика

На дату составления данного отчета на месторождении Сазтобе Восточное пробурено 14 скважин.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе обобщения результатов анализов керна, каротажных данных и по результатам проведенного комплекса ГИС на данной площади.

Степень изученности палеозойских отложений практически находится в начальной стадии крайнего ограниченного количества кернового материала, сложности корреляции разрезов скважин, слабой охарактеризованности разрезов флорой и фауной.

Рассматриваемая структура представляет Южно-Эмбинское погребенное поднятие, вытянутое с северо-востока на юго-запад, в котором в присводовой части терригенные девонские отложения с глубоким стратиграфическим и азимутальным несогласием перекрыты юрскими и триасовыми отложениями. Соленосные отложения кунгура полностью отсутствуют.

По данным пробуренных скважин в разрезе принимают участие отложения от среднекаменноугольных до четвертичных включительно.

Палеозойская группа - PZ

Каменноугольная система – C

Вскрытые отложения каменноугольной системы представлены средним отделом.

Средний отдел – C2

Отложения среднего карбона представлены карбонатными осадками.

Карбонатный комплекс представлен органогенными и доломитизированными известняками. Споро-пыльцевому исследованию были подвергнуты образцы из скважины П-1 площади Сазтобе Южное из интервалов 4774-4779м, 4837-4838м и 4864-4868м, данные которых отнесены к отложениям среднего отдела.

Толщина среднего отдела варьирует от 24,1м до 155,4м.

Пермская система – P

Серия континентальных отложений нижней перми (P1), сложенных кирпично-красными и темно-коричневыми аргиллитами, наиболее полно изучена в скважине Сазтобе 2. Возраст установлен находками фузулинид и фораминифер.

Максимальная вскрытая толщина отложений составляет 354,6м.

Нижний отдел – P₁

Из отложений этого возраста на площади работ вскрыт только сакмарский ярус.

Сакмарский ярус – P_{1s}

Начинается разрез пачкой гравелитов, состоящих из угловатых и хорошо окатанных зерен известняков различной структуры: биоморфных, биоморфно-детритовых, микрозернистых, глинистых, окремнелых, доломитизированных, сцементированных крупнокристаллическим кальцитом. Обломки известняков содержат обильную фауну, характерную для различных горизонтов верхнего карбона и нижней перми: фораминиферы, кораллы, детрит иглокожих и гониатитов. Ниже по разрезу эти породы переходят в известняки светло-серые, реликтовой биогермной и биоморфно-детритовой структуры, гидроактиноидные и фузулинидовые, интенсивно доломитизированные, участками до доломита, кавернозные, с пятнистым расположением органических остатков: кораллов, гидроактиноиды, фузулиниды, структурно-текстурные особенности карбонатных образований позволяют отнести их к породам биогермного происхождения раннесакмарского возраста.

Пермтриасовая система РТ

По электрокаротажной характеристике и керновому материалу отложения представлены пачками чередования известковистых глин, аргиллитов и алевролитов, расчлененных прослоями песчаников, гравийных и галечных конгломератов. В разрезе встречаются также прослои мергелей, глины и аргиллиты красноцветные, песчаные породы сероцветные, конгломераты серовато-бурые.

Песчаники - неоднородные по зернистости, встречаются как мелкозернистые разности, так и средне-, и крупнозернистые. По составу они полимиктовые. Цемент - глинисто-карбонатный, базального типа. Гравийные и галечные конгломераты состоят из хорошо окатанных обломков кварца, кремнистых пород.

Толщина отложений изменяется от 57м до 281,1м.

Триасовая система – Т

На основании литологической характеристики пород и палинологических определений (Тасым 3, Аиршагыл 2, Сазтобе Южное П-1, Маткен 3, 4) триасовая толща делится на две пачки. Нижняя пачка - условно отнесена к нерасчлененным отложениям нижнего - среднего триаса. Верхняя пачка, меньшая по толщине, отнесена к верхнетриасовому возрасту.

Верхнетриасовые отложения – Т₃

Отложения верхнего триаса трансгрессивно залегают на красноцветных отложениях ниже-среднетриасового возраста. Они представлены неравномерным переслаиванием глинисто-алевролитовых пород зеленовато-серого, темно-серого, серого цвета,

насыщенных обуглившимся растительным детритом. Эти породы расчленены пачками серых, мелко- и среднезернистых, плохо отсортированных песчаников разной толщины. В верхнетриасовом разрезе в песчаниках отмечаются тонкие линзовидные прослои гравийных и галечных зерен разного состава.

В скважинах 44, 45, 46 площади Сазтобе Юго-Восточное к отложениям верхнего триаса приурочен нефтеносный горизонт.

Максимальная вскрытая толщина триасовых отложений составляет 359,1 м.

Юрская система - J

Юрская система представлена всеми тремя отделами. Нижняя и средняя толщи юрского комплекса преимущественно сложены терригенными породами континентального происхождения, а верхнеюрские отложения - карбонатно-терригенными прибрежно-морского происхождения.

Нижний отдел (J₁)

Отложения нижней юры залегают на размытой поверхности верхнетриасовых отложений и представлены песчано-алевролитовыми породами с редкими прослоями аргиллитов. В подошве повсеместно прослеживается базальный пласт гравелитов разной толщины. Толщина нижнеюрских отложений варьирует от 35,5м до 95,9м.

Средний отдел (J₂)

Отложения средней юры со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней юры и представлены песчано-глинистым комплексом пород бат-байосского и келловейского возраста. Ааленский ярус в разрезе не выявлен.

Батский +байосский ярусы (J_{2bt}+J_{2b})

Кровля байосс-батской толщи определяется в разрезе весьма неуверенно, и проводится по кровле реперного песчаного пласта, который выделяется в разрезе по пониженным показаниям ГК и сопротивлений.

Байосский ярус литологически характеризуется глинами с редкими прослоями глинистых песчаников, в верхней части разреза с пропластками бурых углей. Низы разреза представлены пачкой слабоглинистых песчаников.

Батский ярус сложен глинами песчанистыми, нередко с многочисленными растительными остатками и пропластками бурых углей, с редкими прослоями песков и песчаников, мелкозернистых и известковистых.

Глины и аргиллиты - серые, зеленовато-серые, темно-серые, гидрослюдистые, алевритистые и алевритовые с тонкой неправильно-горизонтальной, мелко-косой и косоволнистой текстурой.

Песчаники - светлые - до темно-серых оттенков, зеленовато-серые, средне- и мелкозернистые. Толщина этих отложений меняется от 491,6м до 533,3м.

Келловейский ярус (J_{2k})

Келловейский ярус сложен сероцветной глинистой толщей с прослоями и пропластками песчаников, алевролитов и глинистых мергелей.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, разномзернистые, массивные и слоистые. Слоистость подчеркивается различной сортировкой зерен. Алевролиты серые и зеленовато-серые, массивные, горизонтально-волнисто-слоистые. Глины келловейского возраста имеют различные цвета – от серо-голубоватого до зеленовато-серого, иногда с фиолетовыми пятнами. По текстуре они массивные, сланцеватые, тонкослоистые, участками комковатые.

Толщина отложений изменяется от 202,5м до 213,5м.

Верхний отдел (J₃)

Верхнеюрские отложения согласно перекрывают келловейские породы и представлены оксфордским и волжским ярусами.

Оксфордский ярус (J_{3o})

Отложения оксфордского яруса согласно перекрывают келловейские породы и представлены толщей глинистого и мергельно-глинистого состава, содержащей пласты и прослои алевролитов.

Глины - серой окраски, часто с зеленоватым и редко с голубоватым оттенками, гидрослюдистые, алевролитистые.

Алевролиты - зеленовато-серые, участками тонкослоистые, мелко- и разномзернистые, с карбонатно-глинистым цементом.

Мергели - зеленовато-серые и темно-зеленовато-серые, массивные, алевролитистые с обломками фауны и мелкими обуглившимися растительными остатками.

Толщина отложений меняется в диапазоне от 28,7м до 40м.

Волжский ярус (J_{3v})

Волжские отложения несогласно залегает на оксфордских отложениях.

Судя по каротажной характеристике, разрез волжского яруса сложен двумя литологическими разностями пород. Нижняя часть по составу глинисто-мергельная и содержит прослои алевролитов и песчаников.

Верхняя толща на каротажных диаграммах характеризуется более высокими сопротивлениями, по составу она карбонатная, сложена плотными известняками с пластами доломитовых известняков, доломитов, иногда с прослоями глин и редко, в верхней части разреза - слоями ангидритов.

Известняки и доломитовые известняки - серые, светло-серые и зеленовато-серые, тонко-мелкозернистые с включениями фаунистических остатков, местами органогенно-обломочные, пористые, с включениями зерен глауконита.

Глины - темно-серые, черные, редко зеленовато-серые, тонкослоистые.

Мергели - серые, темно-серые, зеленовато-серые, слабоалевритистые, содержат фаунистические остатки, растительный детрит, включения пирита и глауконита.

Толщина отложений колеблется от 183,5м до 220,4м.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы в пределах месторождения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (К₁)

В нижнем отделе выделены валанжинский, готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Валанжинский ярус (К_{1V})

Валанжинский ярус непосредственно залегает на размытой поверхности карбонатных отложений верхней юры и сложен сильно известковистыми и песчанистыми мергелями. В основании яруса повсеместно распространен прослой светло-серого, карбонатного, грубозернистого песчаника с крупными гальками фосфоритов и известняковых пород.

Толщина валанжинского возраста колеблется в пределах от 33,3м до 76,7м.

Готеривский ярус (К_{1h})

Отложения готеривского яруса представлены глинами с прослоями песков и алевролитов.

Глины зеленовато-серые, алевритистые. Пески темно-зеленовато-серые, глинистые, мелкозернистые, уплотненные. Алевролиты зеленовато-серые, песчаные, крепкие с карбонатным цементом.

Толщина отложений готерива меняется от 102,9м до 163,4м.

Барремский ярус (К_{1br})

В разрезе прослеживается чередование глин и песчаников с прослоями алевролитов.

Песчаники серые, мелкозернистые, полимиктовые, крепкие, с карбонатным цементом.

В алевролитах встречаются линзовидные прослои крепкого, мелкозернистого песчаника, зеленой и темно-коричневой глины.

Глины барремского яруса обычно алевроитовые или алевроитистые, чистые разности встречаются редко. Характерным для них является пестрая окраска. Здесь наблюдаются глины различных оттенков зеленые и коричневые.

Толщина отложений баррема изменяется от 291,2м до 316,5м.

Аптский ярус (K_{1a})

Аптский ярус сложен глинистыми породами с прослоями песков и песчаников.

Глины аптского возраста отличаются от барремских темно - серой, иногда черной окраской, содержанием большого количества обломков фауны плохой сохранности и углефицированных растительных остатков. Глины по составу карбонатные, иногда переходящие в глинистый мергель. Среди глинистых пород встречаются алевроитовые, алевроитистые и реже-чистые разности. Пески мелкозернистые, алевроитистые, глинистые, слюдистые, слабокарбонатные, темноокрашенные.

Песчаники имеют серую и темно-серую окраску, крепкие. Местами в них найдены плохо сохранившиеся остатки пелеципод и гастропод.

Толщина аптского яруса колеблется в пределах от 205,2м до 226,5м.

Альбский ярус (K_{1al})

Отложения делятся на три подъяруса.

В разрезе нижнеальбского подъяруса выделяются глины с подчиненными пластами песков, алевролитов, мергелей и известняков.

В среднеальбском подъярусе прослеживается чередование глин и песков с прослоями песчаников и алевролитов.

Верхнеальбский подъярус представлен чередованием глин, песков с преобладанием глинистых пород.

Глины темно-серые, песчанисто-алевритистые, карбонатные с линзами светло-серого, мелкозернистого песчаника. Песок светло-зеленовато-серый, мелкозернистый, слюдистый с темно-серыми глинистыми прослойками. Алевролиты светло-серые, крепкие с карбонатным цементом. Мергели темно-серые, тонкозернистые, твердые. Известняки темно-серые, мелкозернистые, очень крепкие.

Толщина альба изменяется от 548,6м до 564,3м.

Верхний отдел (K₂)

Разрез верхнего мела включает сеноманский, турон+коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы.

Сеноманский ярус (K_{2s})

Граница верхнемеловых пород с нижнемеловым комплексом проводится по зоне перехода глин альбского яруса с низким сопротивлением к песчано-глинистым породам

сеномана с повышенными значениями кривой КС. В разрезе преобладают глинистые породы с большим количеством прослоев песков и песчаников. Глины, встреченные в разрезе сеноманского яруса, темно-серого цвета, карбонатные.

Глинистые породы сложены преимущественно (до 70%) тонкочешуйчатым минералом из группы гидрослюд и содержат в небольшом количестве монтмориллонит и бейделлит.

Песчаники - мелкозернистые, желтовато-бурого цвета, очень крепкие, с тонкими прослойками более светлой окраски.

Толщина яруса изменяется от 73,1м до 89,1м.

Туронский (K_{2t}) + Коньякский (K_{2k}) ярусы

Разрез отложений по литологическим признакам и каротажным диаграммам расчленяется на нижнюю и верхнюю толщи.

Нижняя толща сложена глинистыми, часто алевритистыми мергелями с прослоями мергелей и алевролитов. Глинистые породы турона имеют серовато-зеленую окраску, твердые, с различным характером излома, с включениями зеленовато-белого мела. Мергели окрашены в зеленовато-серые цвета, содержат обломки раковин фораминифер и фауны плохой сохранности.

Верхняя толща сложена алевролитами серовато-зеленого цвета, полимиктовыми, крепкой и слабой цементации, с неровным изломом.

Толщина турон-коньякских отложений меняется от 59,7м до 69,5м.

Сантонский ярус (K_{2st})

Отложения сантонского возраста в нижней и верхней частях представлены мергелями с частыми прослоями и включениями белого мела.

Мергели тонкозернистые, светло-серовато-зеленого цвета, иногда более темного оттенка.

Мел белый, с зеленоватым оттенком, писчий, твердый, плотный, с тонкими прослойками темно-зеленого глинистого мергеля, с обломками фауны плохой сохранности.

Толщина колеблется в пределах от 37,3м до 54м.

Кампанский ярус (K_{2km})

Кампанский ярус сложен мергелями и глинистыми мергелями с редкими пластами мела. Глинистые мергели встречаются в менее мощных слоях среди чистых мергелей. По своей окраске, составу и строению породы мало отличаются от одноименных пород сантона, имеют тонкозернистое строение, светло-зеленую окраску, твердые, наблюдаются небольшие включения и тонкие песчаные и алевроитовые прослои линзовидной формы.

Мел белый, а также с зеленоватым оттенком, писчий, иногда глинистый, твердый, с гнездами, прожилками и линзовидными прослоями темно- и светло- зеленого глинистого мергеля. Толщина яруса изменяется 141,3м до 155,2м.

Маастрихтский ярус (K_{2m})

Маастрихтский ярус представлен чередованием мергелей и мела, с преобладанием первых. Мергели тонкозернистые, светло-серовато-зеленого цвета, участками более темные.

Мел чаще всего белый, с зеленоватым и сероватым оттенками, писчий, мягкий, твердый, иногда слабоуплотненный, с редкими примазками сажи, содержат мелкие обломки фауны. Мел часто глинистый, в нем наблюдаются тонкие слойки и налеты светло-зеленой и серой глины и мергеля зеленого цвета.

Помимо редких прослоев глины и мергеля, в нем отмечаются еще единичные слои серого алевролита с глинисто-карбонатным цементом.

Толщина отложений колеблется от 166,7м до 185,9м.

Палеогеновая система – Р

Палеогеновая система + дат сложены, в основном, в нижней части разреза известняками, мергелями, глинистыми известняками, вверх по разрезу сменяющихся глинами с редкими прослоями песчаных и алевролитистых пород толщиной до 526,4м.

Четвертичные отложения –Q

Четвертичные отложения перекрывают палеогеновые и представлены преимущественно глинистыми породами толщиной до 25м.

Тектоника

Месторождение Сазтобе Восточное расположено в пределах Сазтобинско-Бекболатского тектонического блока, выделяемого на юго-западной периклинали Южно-Эмбинского палеозойского поднятия (рис. 2.1, 2.2).

По отложениям фундамента они расположены в пределах юго-западной периклинальной части Южно-Эмбинского палеозойского поднятия, представляющего крупный горстообразный Сазтобинско-Бекболатский тектонический блок, состоящий из протяженных структурных линий: Толкынско-Северо-Сазтобинской, Сазтобинско-Северо-Восточно-Сазтобинской, Западно-Бекболатской, Юго-Восточно-Сазтобинско-Бекболатской (рис. 2.2).

Северо-Сазтобинская линия расположена на оси Толкынского месторождения и является его продолжением.

В пределах зоны выделяются 2 локальные структуры – Толкынская и Северо-Сазтобинская. Значительная часть зоны не изучена сейсмическими исследованиями.

Перспективы нефтегазоносности зоны оцениваются высоко в связи с разрабатываемой газоконденсатной залежью в артинских отложениях нижней перми на Толкынском месторождении.

Сазтобинско-СВ Сазтобинская структурная линия протягивается на расстоянии 20км, ширина ее 2км. С юго-запада к северо-востоку структурную линию осложняют следующие структуры: Сазтобинская, Восточно-Сазтобинская и СВ Сазтобинская.

На северо-востоке Восточно-Сазтобинское поднятие через небольшой прогиб сочленяется с Северо-Восточно-Сазтобинским поднятием.

Перспективы нефтегазоносности палеозойских карбонатных толщ зоны доказаны получением высоких дебитов нефти в скважинах Сазтобе 2, Сазтобе В. 5, Тыныштык 1, а также нефтегазовым выбросом в скважине Сазтобе В. 1.

Между Восточно-Сазтобинским и, собственно, Бекболатским поднятиями картируется Юго-Восточно-Сазтобинское поднятие.

В результате изучения геологического строения, тектоники и нефтегазоносности мезозойского структурного этажа на территории Сазтобинской зоны поднятий выявлены три самостоятельных месторождения: Сазтобе Восточное, Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное.

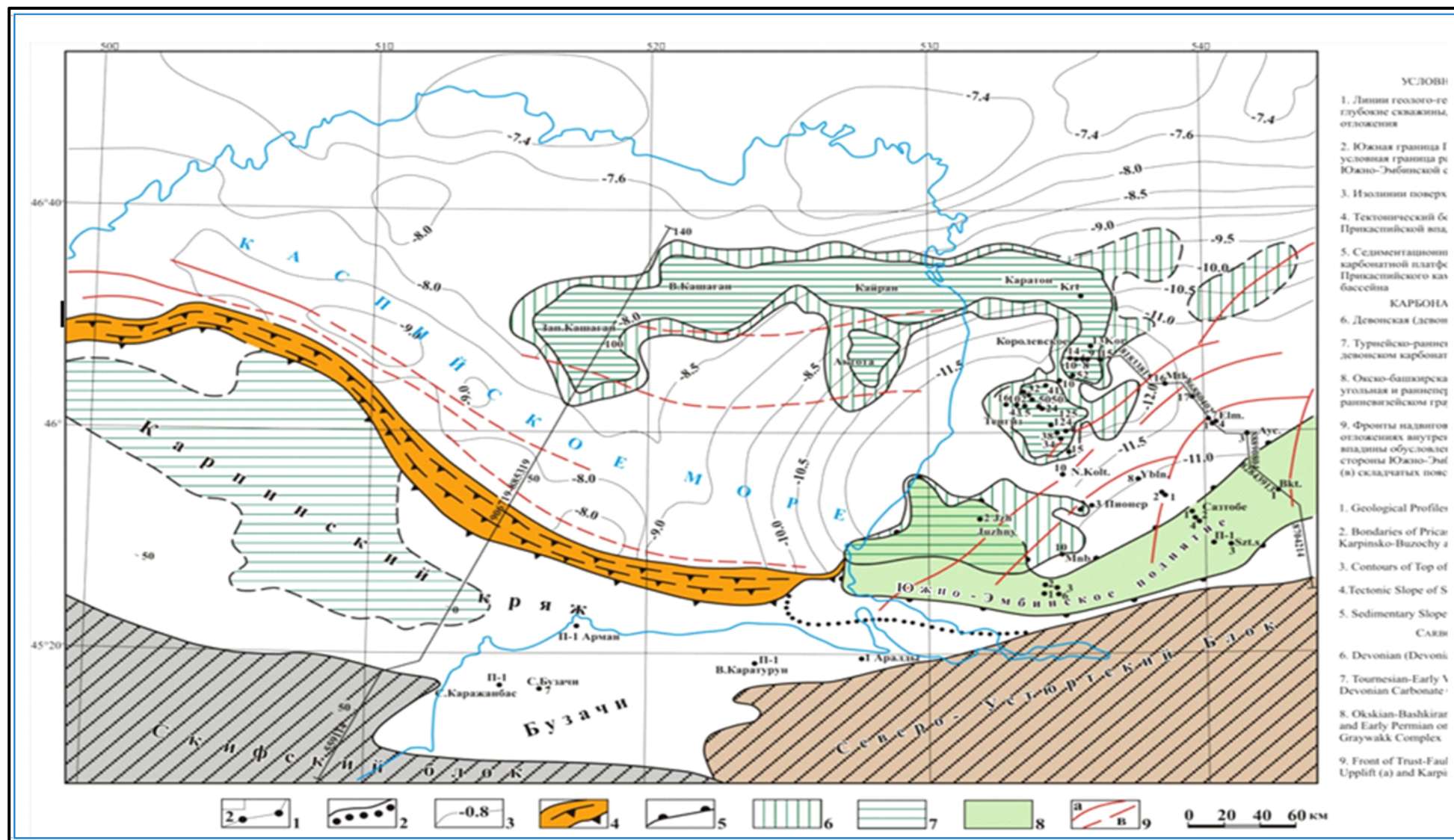


Рисунок 2.1.1 -Тектоническая схема южной части Прикаспийской впадины и прилегающих складчатых обрамлений В.М. Пилифосов, 2001г.

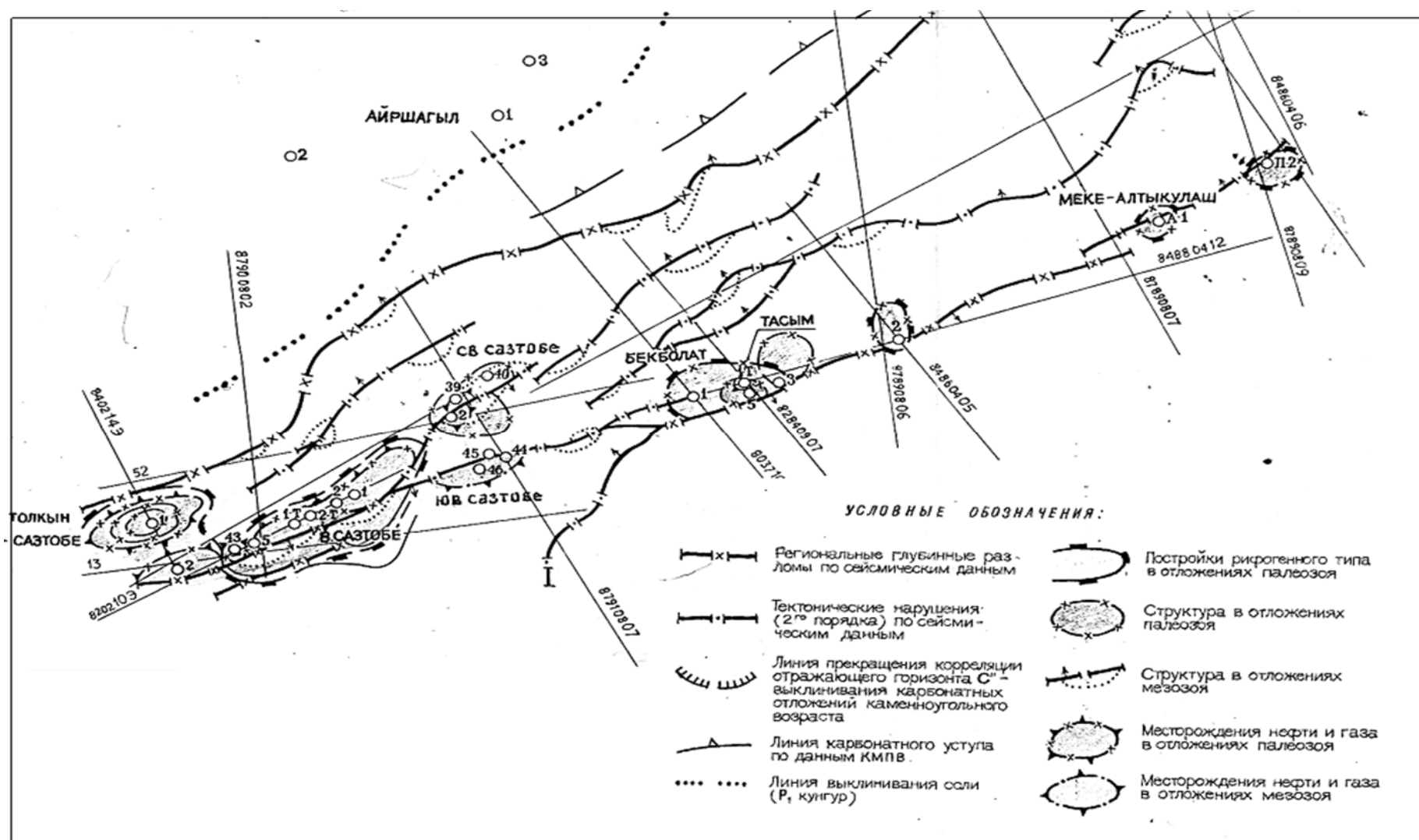


Рисунок 2.1.2 - Схема строения Сазтобинско-Бекболатского тектонического блока

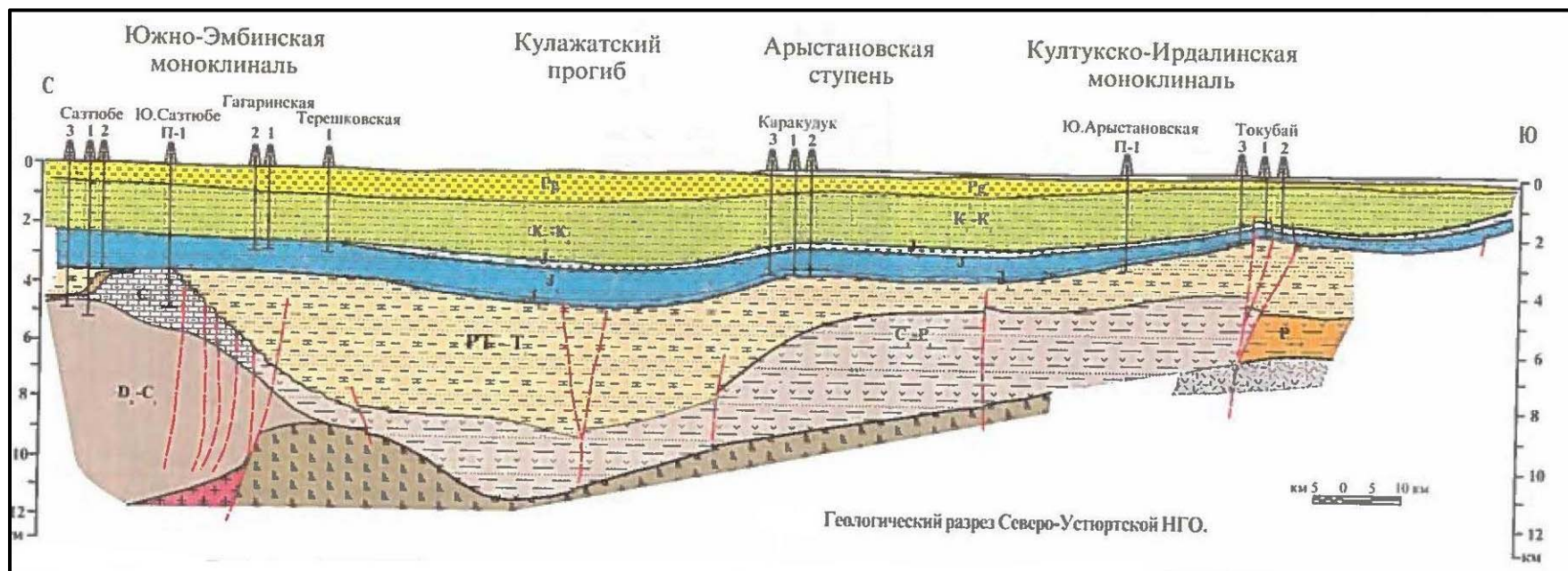


Рисунок 2.1.3 - Геологический разрез

Как уже отмечалось, в 2014 году на месторождениях Сазтобе Восточное, Сазтобе Северо-Восточное и Юго-Восточное, входящих в сазтобинскую группу поднятий, были проведены полевые сейсморазведочные работы в модификации 3Д в объеме 99 км². Работы по обработке и интерпретации геолого-геофизических данных выполнены компанией ТОО «PGD Services» в 2015 году.

В 2018-2019г.г. выполнена переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д компанией ТОО «PGS».

Целью постановки работ по переобработке и переинтерпретации материалов объемной сейсморазведки является изучение и уточнение геологического строения мезозойских и палеозойских отложений, выявление и детализация строения новых структур в палеозойской части разреза на основе достаточного хорошего качества временной и динамической разрешенности сейсмических разрезов, проведения сейсмофациального анализа с выдачей рекомендаций на бурения скважин.

Структурные построения были выполнены по отражающим горизонтам: **III**– кровля юры (подошва неокома), **IIIa**– подошва верхнеюрских карбонатов, **U-IX**, **U-XII** - кровли одноименных продуктивных горизонтов, **V**– подошва юры, **T-I** условный отражающий горизонт в отложениях триаса, **P₁ (Π₁)** – кровля карбонатных отложений предположительно раннепермского возраста и **P₂ (Π₂)** – предполагаемая подошва раннепермских карбонатов. В ходе выполнения работы дополнительно были прослежены горизонты **J_{2_top}**-кровля средней юры, **U-VI**- на уровне продуктивного горизонта Ю-VI. **P₂'** и **P₂''**- предположительно приуроченные к карбонатно-терригенным отложениям раннего-среднего карбона, **P_{2d}** - вероятно кровля верхнедевонско-турнейского комплекса, **P₃**, предположительно нижний палеозой, **P_{1_bio}**-органогенная постройка.

Выполненные структурные построения по отражающим поверхностям достаточно полно характеризуют строение подсолевых и надсолевых комплексов в нижнепермском-каменноугольных, триасовых, юрских и меловых отложениях, которые легли в основу подсчета запасов УВС месторождения Сазтобе Восточное.

Ниже представлена характеристика по опорным, сейсмическим горизонтам, имеющим в основном, устойчивую, динамически выраженную отражающую границу, которая прослеживается по всей площади рассматриваемого участка.

Подсолевой (палеозойский) комплекс отложений характеризуется сейсмическими ОГ **P₁(Π₁)** и **P₂(Π₂)**.

Надсолевой (мезозойский) комплекс отложений характеризуется сейсмическими отражающими горизонтами **T-I**, **V**, **U-XII**, **U-IX**, **U-VI**, **J_{2_top}**, **IIIa**, **III**.

Сейсмические горизонты **U-VI**, **U-IX** и **U-XII** приурочены к кровлям соответствующих продуктивных горизонтов в средней юре. Горизонт Ю-6 характеризуется достаточно динамичной фазой и неплохой прослеживаемостью в сейсмическом поле (интервал регистрации отражения от -2863 м до -3069 м). Горизонты Ю-9 (интервал глубин -3055 - -3294 м) и Ю-12 (глубины от -3192 м до -3452 м) находятся в поле отражений слабой интенсивности и переменчивой прослеживаемости.

Структурный план **U-XII** горизонта выражен основными структурным элементом – валовым поднятием, протягивающимся в центральной части участка работ, обособляющееся четырьмя локальными сводами – 1, 2, 3 и 4. Размеры свода «1», субширотного простирания, по изогипсе -3250 м составляют 8,125 x 1,5 км, при амплитуде 65 м. Свод тектонически нарушен разломами северо-восточного простирания. Ранее описанная сводовая часть «2» в северо-восточной части участка 3Д раскрывается в восточном направлении за пределы куба 3Д. Тем не менее, малые локализующиеся «положительные» осложнения «структурного носа» допустимо охарактеризовать изогипсой -3210 и размерами 0,75 x 0,5 км (каждый) и амплитудами более 5 м (один) и около 5 м (другой). В западной части участка по изогипсе -3245 м обособляется локальное поднятие субширотного простирания, осложненное серией малоамплитудных разломов. Размеры, при этом составляют 6,125 x 1,875 км, при амплитуде 75 м. Размеры свода в юго-восточной части участка 3Д, ранее описанного как свод «4», по изогипсе -3250 м составляют 3 x 0,875 км, при амплитуде 45 м рис. 2.8.

Структурный план **U-IX** горизонта выражен основными структурным элементом – валовым поднятием, протягивающимся в центральной части участка работ, обособляющееся четырьмя локальными сводами – 1, 2, 3 и 4. Свод «1» допустимо охарактеризовать изогипсой -3115 м, тем самым объединяясь с ранее описанным сводом «3». Размеры при этом составят 12 x 2,25 км, при амплитуде 55 м. осложнен серией тектонических нарушений субширотного простирания. Также в западной части участка 3Д был выделен по изогипсе -3115 м малоамплитудный свод «3а». Свод тектонически не осложнен. Размеры при этом составляют 1,25 x 0,5 км, при амплитуде более 5 м. Ранее описанная сводовая часть «2» в северо-восточной части участка 3Д раскрывается в восточном направлении за пределы куба 3Д. Тем не менее, допустимо выделить локализующееся «положительное» осложнение «структурного носа» и охарактеризовать изогипсой -3085 м и размерами 1,5 x 1,075 км, при амплитуде 30 м. Размеры свода в юго-восточной части участка 3Д, ранее описанного как свод «4», по изогипсе -3125 м составляют 3 x 1,25 км, при амплитуде 30 м рис. 2.9.

Структурный план **U-VI** в целом аналогичен плану по нижележащему горизонту Ю-9. Исключение составляет лишь положение отдельных локальных поднятий, обособляющихся в пределах участка работ. Размеры свода «1», субширотного простирания, по изогипсе -3925 м составляют 5,5 x 1,75 км, при амплитуде 35 м. Свод тектонически нарушен разломами северо-восточного простирания. Ранее описанная сводовая часть «2» в северо-восточной части участка 3Д раскрывается в восточном направлении за пределы куба 3Д. Тем не менее, допустимо выделить локализуемое «положительное» осложнение «структурного носа» и охарактеризовать изогипсой -2880 м и размерами 1,125 x 0,875 км, при амплитуде 15 м. Размеры свода в юго-восточной части участка 3Д, ранее описанного как свод «4», по изогипсе -2880 м составляют 2 x 0,5 км, при амплитуде 5 м. В западной части рассматриваемого участка работ выделяются три обособленных локальных поднятий, преимущественно субширотного простирания. Своды тектонически нарушены. Размеры свода «3а» по изогипсе -2915 м составляют 2,5 x 1,125 км, при амплитуде 10 м. Размеры свода «3с» по изогипсе -2925 м составляют 1,55 x 0,75 км, при амплитуде 10 м рис. 2.10.

Отражающий горизонт **J₂top**. Если сравнивать со структурным планом по нижележащим горизонтам, то в данном случае происходит частичное выполаживание участка работ. Тем не менее допустимо выделить ранее описанный свод «1», в виде «положительного» осложнения «структурного» носа. Размеры по изогипсе -2610 м составляют 4,25 x 0,875 км, при амплитуде 10 м. Свод осложнен тектоническими нарушениями северо-восточного простирания. Размеры свода «2» в северо-восточной части участка работ по изогипсе -2600 м составляют 1,125 x 0,625 км, при амплитуде 10 м.

Ранее описанные участки «3 и 4» не имеют локальных «положительных» осложнений рис. 2.10.

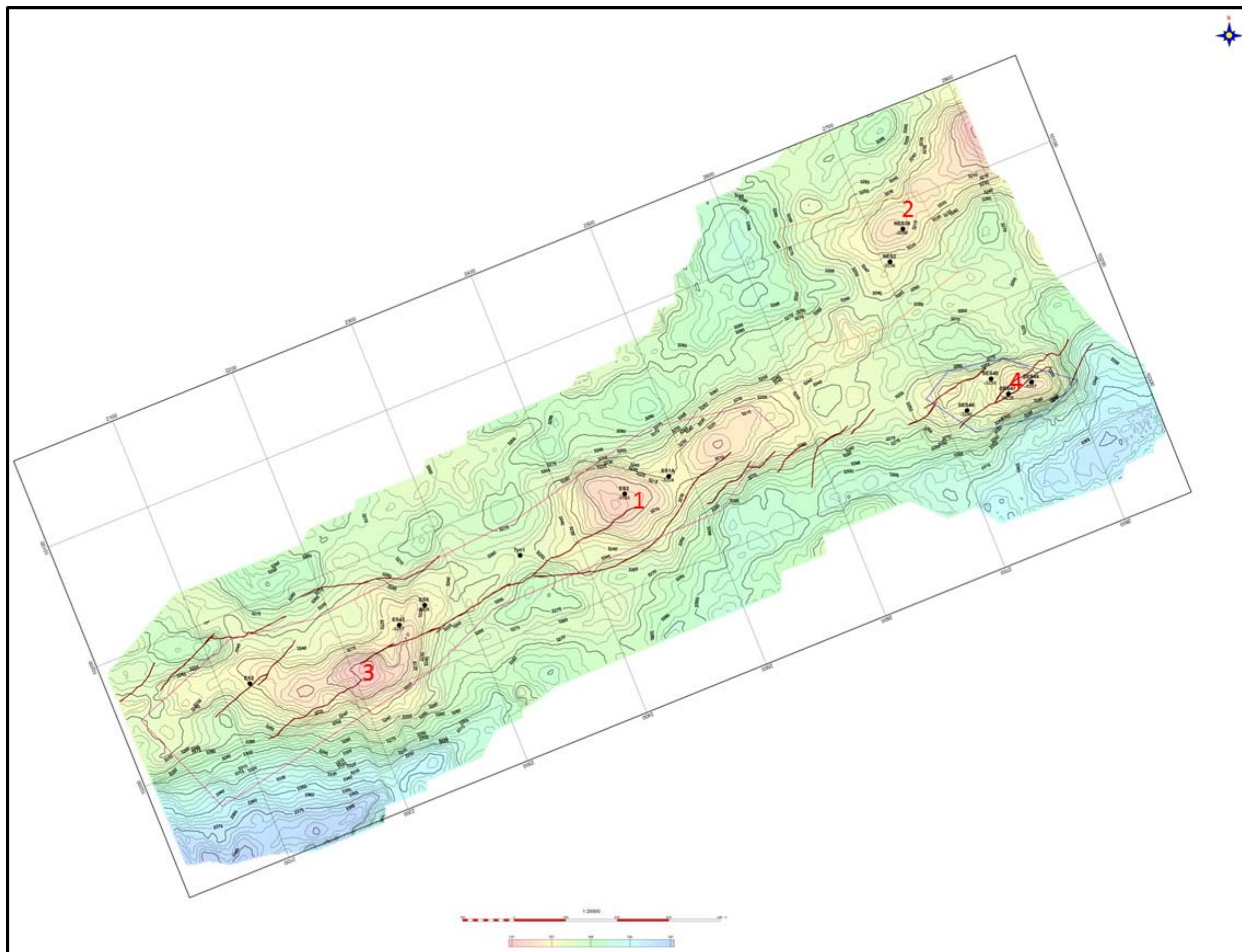


Рисунок 2.1.4 - Структурная карта по отражающему горизонту U-XII (кровля одноименного продуктивного горизонта)

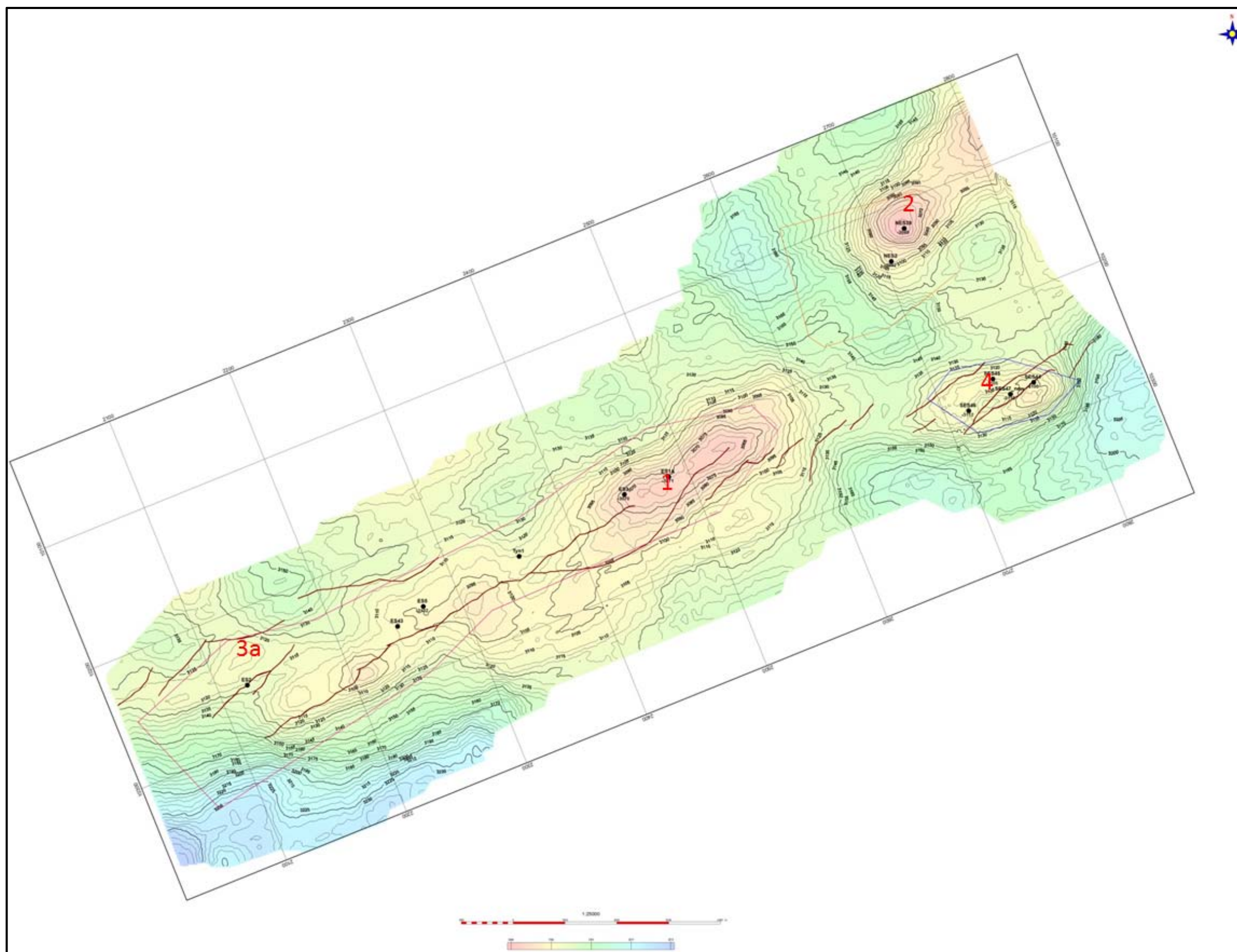


Рисунок 2.1.5 - Структурная карта по отражающему горизонту U-IX (кровля одноименного продуктивного горизонта)

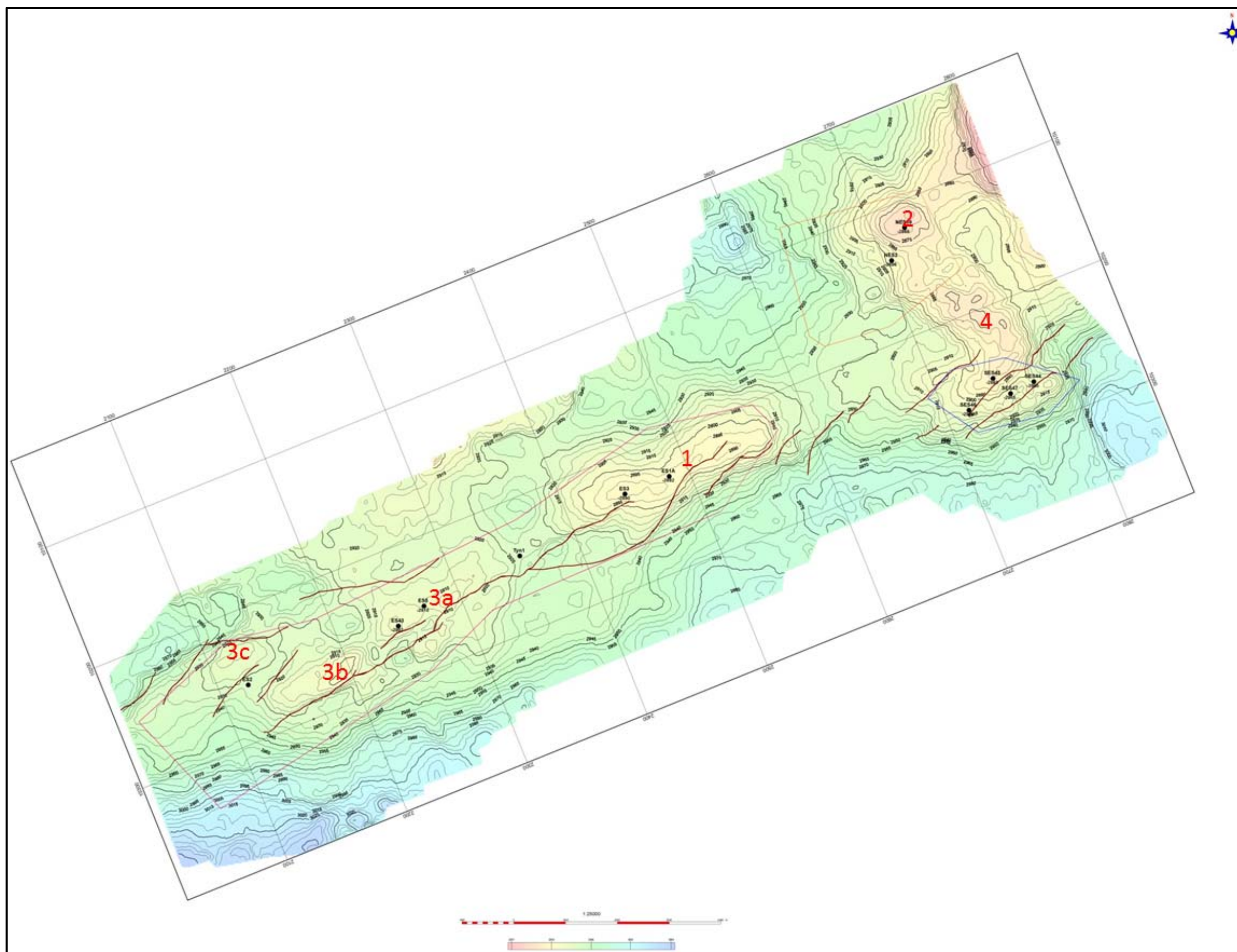


Рисунок 2.1.6 - Структурная карта по отражающему горизонту U-VI (кровля одноименного продуктивного горизонта)

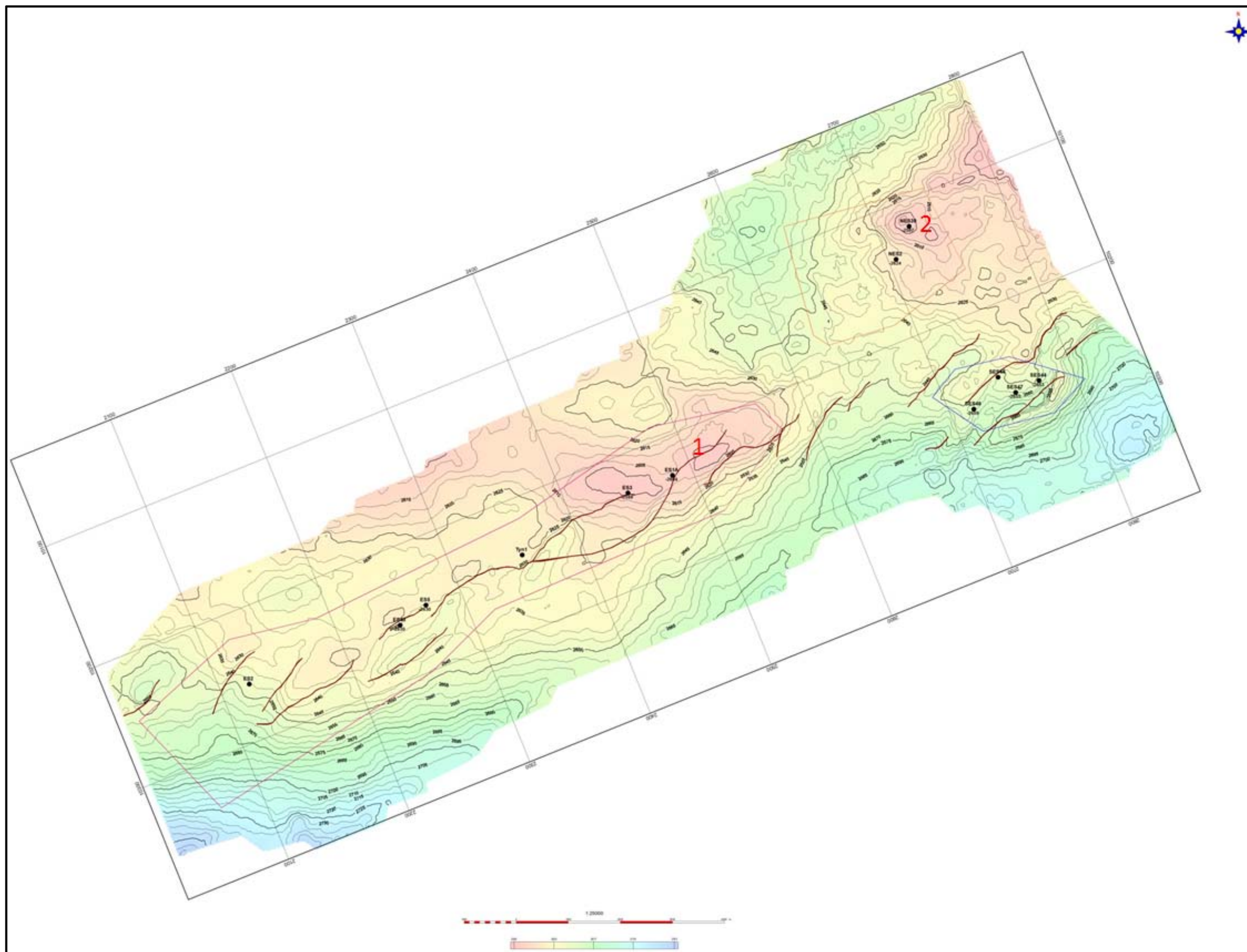


Рисунок 2.1.7 - Структурная карта по отражающему горизонту J2_top (кровля средней юры)

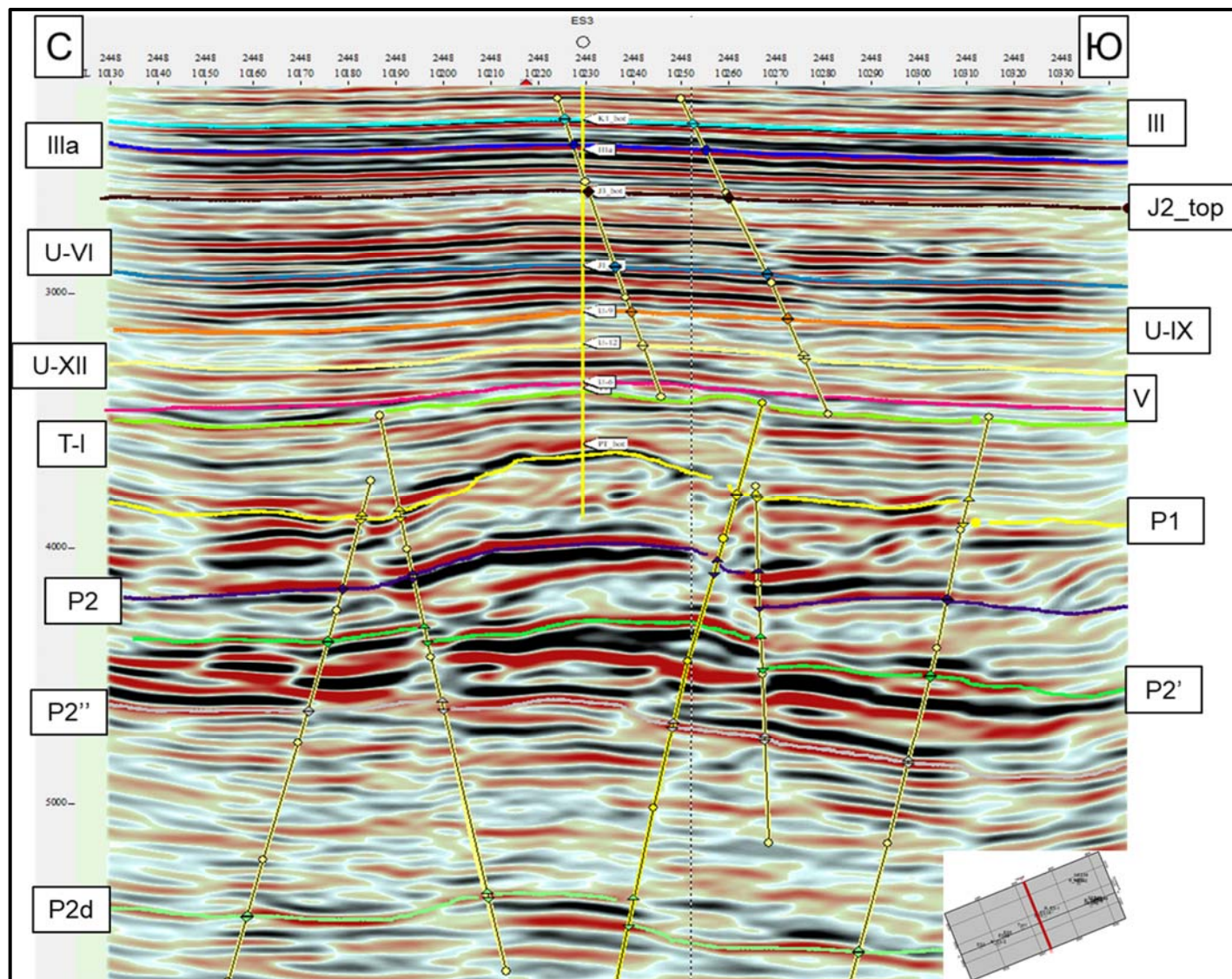


Рисунок 2.1.8 - Пример сейсмического разреза (инлайн 2448) с отражающими горизонтами

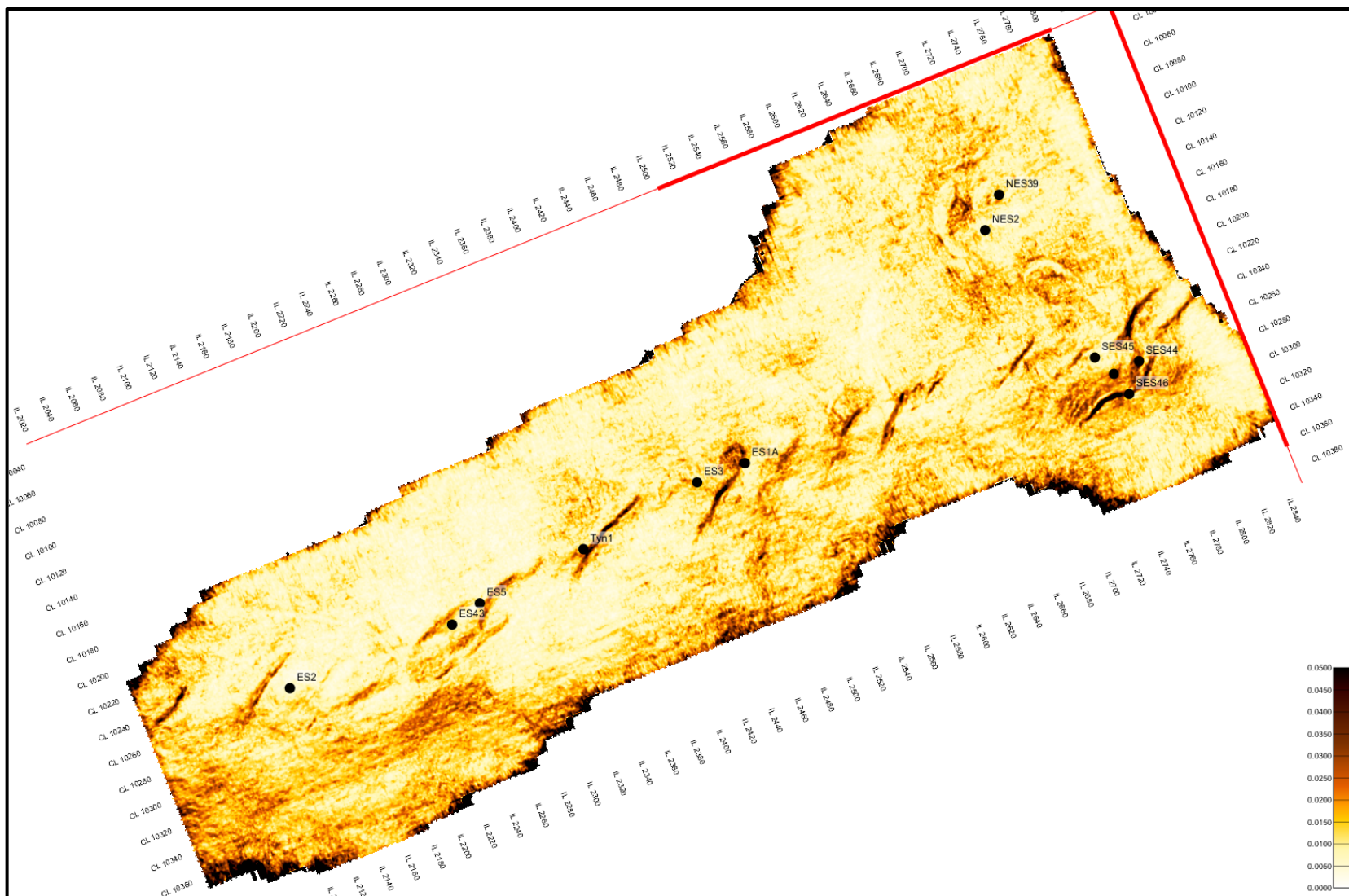


Рисунок 2.1.9 - Срез куба когерентности по ОГ J2_top

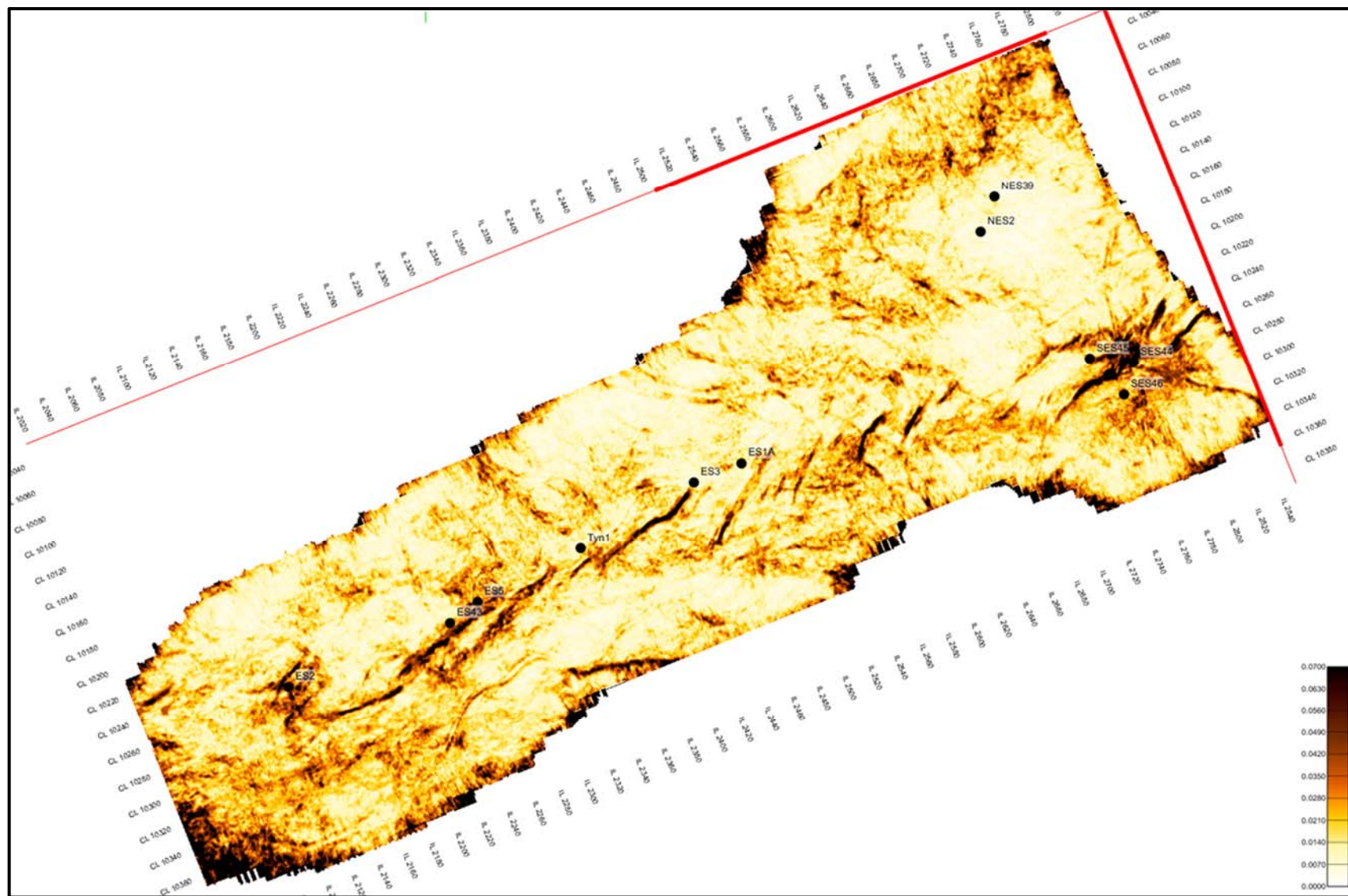


Рисунок 2.1.10 - Срез куба когерентности по ОГ U-IX

Нефтегазоносность

Месторождение Сазтобе Восточное расположено в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины в пределах юго-западной периклинальной части Южно-Эмбинского палеозойского поднятия, непосредственно рядом с месторождениями Елемес, Западный Елемес, Сазтобе, С.В. Сазтобе, Ю.В. Сазтобе, Ю. Сазтобе, Айршагыл и Тасым-Бекболат.

Вскрытый разрез месторождения Сазтобе Восточное сложен толщей осадочных образований от каменноугольных до четвертичных отложений включительно.

Промышленная газоносность среднеюрских отложений впервые установлена в 1993г скважиной Нсановская-43, в которой из интервала перфорации 3166-3181 м был получен приток газа с конденсатом дебитами 33 тыс. м³/сут, и 8,8 т/сут., соответственно. В последующем, бурение и опробование других скважин (Сазтобе В.-3, 5, 1А, Нсановская-43, Тыныштык-1 Сазтобе-2) подтвердило промышленную нефтегазоносность отложений средней юры.

В 2020г компанией PGS проведены работы по переобработке и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ. По результатам чего уточнилась структурно-тектоническая модель юрских продуктивных горизонтов (морфология поднятия, сеть тектонических нарушений и т.д.). Результаты отчета блегли основой для пересчета запасов УВ сырья.

Региональной покрывкой для продуктивной толщи является комплекс отложений кимеридж-оксфордского возраста, представленный глинами, мергелями и известняками.

В пределах среднеюрской продуктивной толщи выделено 10 продуктивных горизонтов. Продуктивные горизонты Ю-II – Ю-III приурочены к келловейскому ярусу, Ю-IV – XII – к бат-байосскому ярусу.

Залежи всех продуктивных горизонтов относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически и литологически экранированных. Продуктивная часть разреза вскрыта в интервале глубин 2650-3280 м. Отложения этой части представлены чередованием тонких прослоев песчаных и глинистых пород, не выдержанных по простиранию и по толщине.

Коллектора представлены песками, алевролитами и сцементированными песчаниками. Тип коллектора во всех залежах – поровый.

Структура, к которой приурочено месторождение, представляет собой валовое поднятие, протягивающаяся в субширотном направлении, обособляющиеся локальными сводами (р-н скв. С.В.-1, 1А, 3, р-н скв. С.В.-5, НС-43, р-н скв. С-2, 4, 5) осложненной тектоническими разрывными нарушениями кулисообразно типа.

На месторождении, за отчетный период пробурены три скважины одна добывающая

скважина №102, одна оценочная ОС-1 и одна горизонтальная скважина ГС-1, которые находятся в освоении.

Ниже приводится подробное описание строения продуктивных горизонтов.

Горизонт Ю-II

Нефтяная залежь района скважин Сазтобе В. -1, 1А, 3

Продуктивность залежи установлена по результатам интерпретации материалов ГИС и опробования. Залежь включает от 2 до 5 пластов-коллекторов. Суммарные эффективные нефтенасыщенные толщины составляют от 7,1 до 7,5 м.

При испытании в скважине Сазтобе В.-1А в интервале 2674-2682 м получен приток нефти дебитом 20 м³/сут через 5 мм штуцер.

Водонефтяной контакт по ГИС не установлен и условно принят по подошве опробованного нефтеносного пласта в скв. Сазтобе В.-1А на абсолютной отметке -2700,4м.

Высота залежи при принятом положении ВНК составляет 29,3м. Площадь нефтеносности 2870 тыс.м². По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной и литологически ограниченной.

Горизонт Ю-III

В пределах горизонта Ю-III выделено два пластовых резервуара. Одна залежь связаны с кровельной пачкой «А» и одна залежь связаны с нижней пачкой «Б».

Горизонт Ю-IIIА

Пласты-коллекторы распространены в пределах всего поднятия и только в районе скважины Сазтобе В.-3 отмечается зона глинизации. Залежь приурочен к району скважин Сазтобе В.-1, 1А.

Нефтяная залежь Ю-IIIА района скважин Сазтобе В. -1, 1А, 3

Залежь состоит из 1-3 пластов-коллекторов. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина пластов-коллекторов по скважинам изменяется от 2,2 до 4,6 м.

Продуктивность залежи установлена по результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах Сазтобе В.-1 и Сазтобе В.-1А. В остальных скважинах имеют распространение водоносные коллектора.

Водонефтяной контакт по ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтеносного пласта-коллектора в скв. Сазтобе В.-1А на абсолютной отметке -2725,1м.

Высота залежи при принятом положении ВНК составляет 19,9м. Площадь нефтеносности 2583 тыс.м². По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной и литологически ограниченной.

Горизонт Ю-ШБ

Пласты-коллекторы распространены в пределах всего поднятия и только в районе скважины Сазтобе В.-3 отмечается зона глинизации. Залежь приурочен к району скважин Сазтобе В. -1, 1А.

Нефтяная залежь Ю-ШБ района скважин Сазтобе В.-1, 1А, 3

Продуктивность залежи установлена по результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах Сазтобе В.-1 и Сазтобе В.-1А и опробования. В остальных скважинах имеют распространение водоносные коллектора.

Залежь включает от 1 до 3 пластов-коллекторов. Суммарная эффективные нефтенасыщенные толщины составляют от 4 до 6,7 м.

При опробовании в интервале 2732-2737 м в скважине Сазтобе В.-1А через 7 мм штуцер получен приток нефти дебитом 12,9 м³/сут.

ВНК по данным ГИС установлен прямым контактом опробованного водонефтяного пласта в скважине Сазтобе В.-1А на абсолютной отметке -2754,2м.

Высота залежи при принятом положении ВНК составляет 13,5м. Площадь нефтеносности – 1581 тыс.м². По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной и литологически ограниченной.

Горизонт Ю-IX

В пределах горизонта выделяется одна нефтяная залежь.

Эффективная нефтенасыщенная толщина от 11,5м (скв. Сазтобе В.-105) до 23,8м (Тыныштык-1).

Нефтяная залежь района скважины Тыныштык-1, Сазтобе Восточное-105

Наличие нефтяной залежи впервые установлено по результатам опробования, проведенного в скважине Тыныштык-1 и по данным материалов ГИС в скважине Сазтобе В. 105 толщинами 23,8 и 11,5 соответственно. В июне 2012 года из интервалов перфорации 3100-3110, 3057-3072 м вместо ожидаемого притока газа с конденсатом был получен приток нефти, дебит нефти при этом составил 93 м³/сут, через 7 мм штуцер.

По данным промысловой геофизики в этой скважине подошва нефтенасыщенного пласта находится на абсолютной отметке -3128,8м, а кровля водоносного пласта – на абсолютной отметке -3130,8м.

Учитывая близость отметок нефти и воды, ВНК принят по кровле водоносного пласта в скважине Тыныштык-1 на абсолютной отметке -3130,8 м. Площадь нефтеносности с учетом принятого ВНК составляет 1885 тыс.м², высота залежи 54,8 м. По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной и литологически ограниченной с запада и северо-востока.

Горизонт – Ю-ХІ

В пределах горизонта выделяются три залежи, две газоконденсатных и одна нефтегазоконденсатная залежь.

Эффективная газонасыщенная толщина горизонта изменяется от 2 м (Сазтобе В.-105) до 11,2 м (Сазтобе В.-1А), нефтенасыщенная толщина от 6 м (Тыныштык-1) до 6,1 м (Сазтобе В.-105).

Нефтегазоконденсатная залежь района скважин Сазтобе В.-5, Нсановская-43, Тыныштык-1, Сазтобе В.-105

Суммарная эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 2 м до 10 м.

Залежь опробована в трех скважинах Сазтобе В.-5, Нсановская-43 и Тыныштык-1.

В скважине Нсановская-43 при опробовании интервала 3166-3181 м получен приток газа дебитом 33 тыс.м³/сут, конденсата 8,8 м³/сут, через 9 мм штуцер.

В скважине Сазтобе В.-5 при опробовании из интервала 3162-3175 м получен приток газа дебитом 72 тыс.м³/сут, конденсата 23,1 м³/сут, через 7 мм штуцер.

В скважине Тыныштык-1 из интервала перфорации 3183-3189 м, был получен приток нефти дебитом 5,1 м³/сут, через 7 мм штуцер.

ГНК принимается по подошве опробованного газонасыщенного пласта в скв. Нсановская-43 на абсолютной отметке -3199,3 м. С учетом принятого ГНК высота залежи составляет 18,6 м, площадь газоносности 2268 тыс.м².

ВНК принят условно по подошве нефтяного пласта в скв. Сазтобе В.-105 на абсолютной отметке -3209,5 м. Высота залежи при принятом положении ВНК равна 13,2 м, площадь нефтеносности составляет 2019 тыс.м².

По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной и литологически ограниченной с запада и северо-востока.

Горизонт Ю-ХІІ

Продуктивный горизонт Ю-ХІІ разделяется на два пласта «А» и «Б». В пределах пласта «А» выделяется одна нефтяная и две газоконденсатные залежи, с пластом «Б» связано одна нефтяная залежь.

Горизонт Ю-ХІІА

Нефтяная залежь района скважины Сазтобе-4

Продуктивность предполагается по данным материалов ГИС в скважине Сазтобе-4, в разрезе которой выделен нефтенасыщенный пласт толщиной 8 м.

ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта по скважине Сазтобе-4 на абсолютной глубине -3242,3 м.

Высота залежи составляет 8 м. Площадь нефтеносности составляет - 722 тыс. м².

По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной и литологически ограниченной с юго-востока.

Нефтяная залежь района скважин ВС-102

Суммарная эффективная толщина 5,2 м. Нефтенасыщенная толщина 5,2 м. Доля коллектора составляет 0,4.

ВНК в районе скважины 102 принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. 102 на отметке -3202,3 м. Площадь газоносности по залежи составляет 634 тыс.м².

Горизонт Ю-ХПБ

Нефтяная залежь района скважин Сазтобе-2, 5, ОС-1

Продуктивность установлена по результатам обработки материалов ГИС и опробования.

Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 11,5 до 26,7 м.

При опробовании в скважине Сазтобе-2 интервала 3225-3245 м, получен дебит нефти 20,36 м³/сут, через 5 мм штуцер.

Подошва продуктивного пласта в скважине Сазтобе-5, по ГИС отбита на абсолютной отметке -3302 м, а кровля водонасыщенного пласта на отметке -3317,5 м.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине Сазтобе -5 на абсолютной отметке -3302 м.

Высота нефтяной части залежи с учетом принятого ВНК составляет 54,1 м, площадь нефтеносности - 2409 тыс.м².

По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной и литологически ограниченной с юго-востока.

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 результатов исследования керна. Всего по месторождению с отбором керна пройдено 821,03 м, общий линейный вынос керна составил 455,14 м или 55,44% от проходки. В продуктивной части пройдено 274,76 м, вынос керна составил 208,87 м, т.е. 76,02% от проходки. Всего проанализировано 411 образцов керна, из них 298 образцов – в пределах продуктивных горизонтов, 113 образцов отобраны вне продуктивной части разреза скважин. Количество кондиционных анализов составляет 215.

Характеристика отбора керна приведена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.1.1 – Характеристика отбора керна

Номер скважины	Общая проходка с отбором керна			Отбор керна в продуктивной части			Всего проанализированных образцов	Образцы, отобранные в продуктивной части	Кондиционные образцы
	Проходка	Вынос керна от проходки		Проходка	Вынос керна от проходки				
		м	м		%	м			
Сазтобе В. 5	167	61,45	36,8	39,8	19	47,74	30	15	11
Сазтобе В. 1А	20,85	20,15	96,6	17,9	17,45	97,5	105	98	81
Нсановская 43	139	81,4	58,6	99,7	58,8	58,9	42	35	28
Сазтобе 2	91	29,7	32,64	-	-	-	26	-	-
Сазтобе 5	93	54,8	58,92	-	-	-	-	-	-
Тыныштык 1	185	85,2	46,05	12	11	91,7			
В.Сазтобе 105	45	45	100	36,3	36,3	100	78	61	47
В.Сазтобе 102	8,18	7,55	92,30	8,18	7,55	92,30	28	28	21
ОС-1	72	69,89	97,07	60,88	58,77	96,72	102	61	27
Всего:	821.03	455.14	55.44	274.76	208.87	76.02	411	298	215

Граничное значение пористости получено по пересечению линии граничного значения проницаемости с трендом зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости. Таким образом граничное K_p принято равным 11% и граничное значение проницаемости 1 мД

Анализ оценки ГИС. За отчетный период на месторождении пробурена одна новая горизонтальная скважина ГС-1. Бурение скважин в продуктивной части разреза производилось долотом диаметром 215,9 мм на полимерном буровом растворе со следующими параметрами: удельный вес 1,37 г/см³, вязкость 51 сек, удельное электрическое сопротивление 0,03 Ом.

Промыслово-геофизические исследования были выполнены компанией ТОО «Анега-Казахстан» в открытом, так и в закрытом стволе скважин.

Виды и объемы ГИС. В необсаженном стволе, выполненный с целью оценки емкостно-фильтрационных свойств коллекторов в продуктивном разрезе, в скважинах проведен современный комплекс ГИС, включающий в себя: ГК, кавернометрию, инклинометрию, ПС, БК, ИК-многозондовый, АК, нейтронный гамма каротажа (НГК), лито-плотностного каротажа (РНОВ), СГК – спектральный гамма каротаж.

В обсаженных частях ствола скважины (в колонне): для оценки определения качества цементирования колонн проводился АКЦ, методы ГК и ЛМ служили для привязки по глубине к разрезу ствола скважины.

В процессе разработки месторождения в эксплуатационной скважине Восточное Сазтобе 5 проведен исследования по определению герметичности колонны и заколонных перетоков методом порционной закачки. Исследования включают записи методов ГК, резистивиметрии, термометрии, манометрии, влагометрии, расходомерии, термоиндикатора притока (СТИ).

По результатам исследований выделены работающие интервалы, определён профиль притока, характер поступающего в скважину флюида.

Комплекс методов, позволяющих осуществить контроль за положением текущих флюидальных контактов отсутствует.

Интерпретация ГИС. Определение объемной глинистости проводилось по методу ГК с использованием зависимости Ларионова.

В настоящем отчете для расчета пористости по скважинам использовались кривые ГГКп, W, АК.

Пористость в скважине рассчитывалась и принималась по тому методу, который наиболее достоверно отображал литологию разреза, а также исходя из комплекса, проведенного в исследуемой скважине, и его качества.

В основу определения коэффициента нефтегазонасыщенности положено уравнение Арчи.

Выделение эффективных толщин проводилось на качественном уровне, с учетом граничного значения пористости $K_{пгр}=11\%$, полученного по данным опробования пластов.

К нефтеносным коллекторам отнесены пласты с насыщением $K_n \geq 40\%$.

В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи проведен статистический анализ. Характеристика толщин горизонтов представлена в таблице 2.2.2; статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов представлены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.1.2 - Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина, м	Наименование	Горизонты												
		Ю-II	Ю-IIIА	Ю-IIIБ	Ю-IV	Ю-V	Ю-VIA	Ю-VIIА	Ю-VIIБ	Ю-IX	Ю-X	Ю-XI	Ю-XIIА	Ю-XIIБ
Общая	Средняя, м	13,02	9,78	17,2	12,2	46	14,4	20,6	9,36	33,6	10,3	10,0	17,0	34,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,89	0,606	0,51	0,34	0,50	0,27	0,73	1,07	0,46	0,59	0,27	0,66	0,26
	Интервалы изменения, м	0,7- 28,0	1,8- 19,5	1,2- 26,5	4,4- 18,1	4,7- 72,3	2,8- 17,5	3,0- 51,9	1,2- 27,6	6,6- 60,0	2,0- 18,2	6,0- 13,8	2,0- 37,6	18,8- 47,0
Нефтена сыщенная	Средняя, м	7,3	3,4	5,4	-	-	-	-	-	17,7	-	6,1	9,3	21,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,03	0,35	0,25	-	-	-	-	-	0,35	-	0,01	0,43	0,41
	Интервалы изменения, м	7,1- 7,5	2,2- 4,6	4-6,7	-	-	-	-	-	11,5- 23,8	-	6,0- 6,1	5,2- 14,6	11,5- 34,2
Газонасы щенная	Средняя, м	-	-	-	9,4	7	3,1	4,5	5,9	12,5	3,2	7,2	18,8	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	0,23	0,06	1,05	0,93	0,27	0,46	0,74	-
	Интервалы изменения, м	-	-	-	-	-	2,4-3,8	4,2-4,8	1,2- 17,4	3,7- 23,2	2,0-4,4	2,0- 11,2	2-36,0	-
Водона сыщенная	Средняя, м	2,1	3,2	6,1	9,2	10,1	7,5	7,2	13,9	7,4	8,2	7,2	9	25,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,72	0,48	0,75	0,50	0,56	0,28	0,64	-	0,83	0,40	0,17	0,27	0,28
	Интервалы изменения, м	0,7- 4,6	1,8- 6,8	0,7- 17,6	1,2- 18,1	4,1- 20,7	2,4- 11,3	1,9- 16,3	-	1,4- 17,6	4,9- 11,4	6-8,4	6,6- 11,4	16- 40,6
Эффективная	Средняя, м	3,8	3,2	6,5	9,8	10,7	7,9	8,3	6,9	17,7	4,8	7,5	14,6	26,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,72	0,46	0,63	0,41	0,59	0,30	0,45	0,9	0,57	0,64	0,33	0,76	0,26
	Интервалы изменения, м	0,7- 7,5	1,8- 6,8	1,2- 17,6	2,1- 18,1	4,1- 20,8	2,4- 11,1	1,9- 16,3	1,2- 17,4	3,7- 29,0	2,0- 11,4	3,3- 11,2	2-36,0	15,2- 40,6

Таблица 2.1.3 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Количество скважин	Коэффициент песчанистости				Коэффициент расчлененности			
		среднее значение	интервал изменения		Коэфф. вариации	среднее значение	интервал изменения		Коэфф. вариации
Ю-II	6	0,10	0,02	0,21	0,73	2,3	1	5	0,59
Ю-IIIА	14	0,37	0,09	0,27	0,13	1,9	1	3	0,37
Ю-IIIБ	12	0,24	0,05	0,66	0,62	2,9	1	4	0,43
Ю-IV	14	0,51	0,09	0,90	0,41	2,1	1	4	0,46
Ю-V	12	0,15	0,05	0,27	0,56	5,3	1	11	0,56
Ю-VIA	14	0,41	0,13	0,61	0,30	2,6	2	4	0,27
Ю-VIIА	13	0,18	0,04	0,41	0,52	2,6	1	5	0,44
Ю-VIIБ	8	0,19	0,04	0,50	0,93	2,0	1	5	0,87
Ю-IX	9	0,29	0,1	0,8	0,55	5,7	2	11	0,55
Ю-X	6	0,14	0,05	0,38	0,80	2,5	1	4	0,45
Ю-XI	11	0,56	0,25	0,92	0,34	2,2	1	4	0,43
Ю-XIIА	7	0,46	0,06	0,93	0,64	2,4	1	3	0,43
Ю-XIIБ	14	0,64	0,28	0,85	0,22	3,7	1	8	0,50

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.

Результаты осреднений основных параметров по керну, ГИС и гидродинамическим исследованиям приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.1.4 - Характеристика коллекторских свойств, нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость в нефтяной части, мкм ² *10 ⁻³	Проницаемость в газовой части, мкм ² *10 ⁻³	Пористость в нефтяной части	Пористость в газовой части	Начальная нефтенасыщенно сть, доли ед.	Начальная газонасыщеннос ть, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-II							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	-	3	-	3	-
	Количество определений	10	-	10	-	10	-
	Среднее значение	21	-	0,15	-	0,52	-
	Интервал изменения	0,10-80,5	-	0,10-0,19	-	0,42-0,72	-
	Коэффициент вариации	1,090	-	0,437	-	0,183	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Ю-IIIА							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	-	2	-	2	-
	Количество определений	3	-	3	-	3	-
	Среднее значение	13	-	0,16	-	0,53	-
	Интервал изменения	8,9-18,3	-	-	-	0,46-0,60	-
	Коэффициент вариации	0,565	-	0,041	-	0,124	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-IIIБ							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	-	1	-	-	-
	Количество определений	6	-	6	-	-	-
	Среднее значение	15,53	-	0,188	-	-	-
	Интервал изменения	1,66-19,46	-	0,139-0,222	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,395	-	0,186	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	-	2	-	2	-
	Количество определений	3	-	3	-	3	-
	Среднее значение	71,25	-	0,19	-	0,54	-
	Интервал изменения	12-223,5	-	0,17-0,21	-	0,44-0,80	-
	Коэффициент вариации	1,288	-	0,103	-	0,277	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-	-
	Количество определений	1	-	-	-	-	-
	Среднее значение	0,17	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Ю-IV							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	1	-	1	-	1
	Количество определений	-	1	-	1	-	1
	Среднее значение	-	855,64	-	0,25	-	0,85
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-V							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	1	-	1	-	1
	Количество определений	-	2	-	2	-	2
	Среднее значение	-	55	-	0,18	-	0,71
	Интервал изменения	-	24,81-85,13	-	0,16-0,19	-	0,67-0,74
	Коэффициент вариации	-	0,364	-	0,083	-	0,049
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Ю-VIA							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	2	-	2	-	2
	Количество определений	-	2	-	2	-	2
	Среднее значение	-	515	-	0,22	-	0,75
	Интервал изменения	-	39,49-752,03	-	0,19-0,25	-	0,64-0,84
	Коэффициент вариации	-	0,942	-	0,139	-	0,134
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-VIIIA							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	3	-	3	-	3
	Количество определений	-	5	-	5	-	5
	Среднее значение	-	67	-	0,18	-	0,64
	Интервал изменения	-	9,2-223,5	-	0,15-0,21	-	0,52-0,80
	Коэффициент вариации	-	1,235	-	0,108	-	0,203
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Ю-VIIIB							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	2	-	2	-	-
	Количество определений	-	6	-	6	-	-
	Среднее значение	-	23,2	-	0,16	-	-
	Интервал изменения	-	1,57-61,9	-	0,15-0,17	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,086	-	0,06	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	7	-	7	-	7
	Количество определений	-	17	-	17	-	17
	Среднее значение	-	54,26	-	0,16	-	0,64
	Интервал изменения	-	2,61-443,33	-	0,12-0,21	-	0,46-0,86
	Коэффициент вариации	-	1,876	-	0,151	-	0,179
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-IX							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	2	1	2	-	-
	Количество определений	23	23	23	23	-	-
	Среднее значение	11,1	24,94	0,15	0,160	-	-
	Интервал изменения	1,79-34,4	1,34-291,04	0,11-0,18	0,13-0,20	-	-
	Коэффициент вариации	0,76	-	0,10	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	7	2	7	2	7
	Количество определений	6	32	6	37	7	32
	Среднее значение	8,67	17,97	0,15	0,16	0,53	0,61
	Интервал изменения	3,57-16,64	3,46-176,53	0,13-0,15	0,13-0,26	0,43-0,64	0,43-0,71
	Коэффициент вариации	0,516	0,836	0,074	0,159	0,116	0,142
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	5	-	-	-	-	-
	Среднее значение	2,13	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,32-2,39	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,42	-	-	-	-	-
Ю-X							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	4	-	4	-	4
	Количество определений	-	10	-	10	-	10
	Среднее значение	-	77,5	-	0,19	-	0,64
	Интервал изменения	-	7,0-213,4	-	0,14-0,24	-	0,47-0,75
	Коэффициент вариации	-	0,919	-	0,200	-	0,134
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-ХІ							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	1	1	-	-
	Количество определений	14	22	14	22	-	-
	Среднее значение	33,74	25,01	0,15	0,168	-	-
	Интервал изменения	1-231,9	4,62-127	0,11-0,19	0,13-0,20	-	-
	Коэффициент вариации	1,79	1,23	0,133	0,09	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	7	3	7	3	7
	Количество определений	6	14	6	14	6	14
	Среднее значение	10,25	35,07	0,13	0,17	0,63	0,63
	Интервал изменения	1,69-17,28	6,14-114,02	0,10-0,15	0,13-0,21	0,53-0,79	0,52-0,79
	Коэффициент вариации	0,463	1,149	0,139	0,130	0,152	0,117
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	3	-	-	-	-
	Количество определений	1	3	-	-	-	-
	Среднее значение	0,19	2,43	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,78-3,6	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,49	-	-	-	-
Ю-ХІІА							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	1	1	-	-
	Количество определений	20	5	20	5	-	-
	Среднее значение	28,06	2800	0,14	0,199	-	-
	Интервал изменения	3,09-85,3	2000-3000	0,12-0,17	0,170-0,215	-	-
	Коэффициент вариации	0,819	0,121	0,097	0,074	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	3	3	3	3	3
	Количество определений	13	5	13	5	13	5
	Среднее значение	24,38	61	0,14	0,18	0,65	0,70
	Интервал изменения	1,0-58,6	19,7-132,2	0,10-0,18	0,16-0,21	0,42-0,84	0,62-0,77
	Коэффициент вариации	0,789	0,582	0,157	0,102	0,149	0,085
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	4	-	-	-	-
	Количество определений	1	6	-	-	-	-
	Среднее значение	0,19	13,12	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,5-51,78	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	6,48	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-ХІІБ							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	-	3	-	-	-
	Количество определений	55	-	55	-	-	-
	Среднее значение	319,8	-	0,174	-	-	-
	Интервал изменения	1,21-2500	-	0,12-0,24	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,923	-	0,200	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	-	3	-	3	-
	Количество определений	6	-	6	-	6	-
	Среднее значение	53,3	-	0,18	-	0,69	-
	Интервал изменения	15,3-80,1	-	0,16-0,20	-	0,58-0,72	-
	Коэффициент вариации	0,435	-	0,082	-	0,069	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-	-
	Количество определений	1	-	-	-	-	-
	Среднее значение	2,23	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-

Горизонт Ю-II представлен переслаиванием алевролитов и глин. Алевролит черный, с обильными включениями ОРО.

Керн в данном горизонте не анализировался.

Пористость по данным ГИС в нефтяной части меняется от 0,10 до 0,19 доли ед., в среднем равна 0,15 доли ед., проницаемость меняется от 0,10 до 80,5 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем равна 21 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Нефтенасыщенность меняется в диапазоне 0,42÷0,72 доли ед., в среднем составляя 0,52 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт Ю-IIIА представлен алевролитом темно-серым, местами крепкоцементированным, с включениями ОРО.

Керн в данном горизонте не анализировался.

По результатам интерпретации данных ГИС пористость в нефтяной части в среднем равен 0,16 доли ед., проницаемость меняется в диапазоне от 8,8 до 18,3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем равна 13 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Значение нефтенасыщенности в среднем равно 0,53 доли ед., изменяется в пределах 0,46-0,60 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт Ю-IIIБ литологически представлен песчаником светло-серым, коричневатого-серым, неслоистым, преимущественно кварцевым, средне-, мелкозернистым, средне-, крепкоцементированным, с резким запахом УВ; алевролитом светло-серым, серовато-коричневым с мелкопятнистой текстурой, слюдисто-кварцевым, крепким. Цемент глинистый, с редкими включениями пирита.

По лабораторным исследованиям керна в нефтяной части среднее значение пористости равно 0,188 доли ед., с интервалом изменения 0,139-0,222 доли ед., среднее значение проницаемости – 15,53 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах 1,66-19,46 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Значение пористости по ГИС в нефтяной части варьирует в интервале 0,17-0,21 доли ед., в среднем составляя 0,19 доли ед., значение проницаемости варьирует в интервале 12-223,5 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 71,25 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Значение нефтенасыщенности изменяется в интервале – 0,44-0,80 доли ед., в среднем – 0,54 доли ед.

По результатам 1 гидродинамического исследования скважин проницаемость составила 0,17 мД.

Горизонт Ю-IV литологически представлен песчаником светло-серым, коричневатого-серым, неслоистым, преимущественно кварцевым, средне-, мелкозернистым, средне-, крепкоцементированным, с резким запахом УВ; алевролитом светло-серым, серовато-коричневым с мелкопятнистой текстурой, слюдисто-кварцевым, крепким. Цемент глинистый, с редкими включениями пирита.

Керн в данном горизонте не анализировался.

Значение пористости по ГИС в газовой части в среднем составляет 0,25 доли ед., значение проницаемости в среднем составляет $855,64 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Значение газонасыщенности в среднем равен 0,85 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт Ю-V представлен по описанию керна алевролитом. Алевролит темно-серый, плотный, к низу переходящим в алевролитистый песчаник светло-серый крепкосцементированный. Алевролит местами сильно перемятый.

Керн в данном горизонте не анализировался.

По результатам интерпретации данных ГИС пористость коллекторов в газовой части колеблется от 0,16 до 0,19 доли ед., среднее значение по горизонту 0,18 доли ед., проницаемость колеблется от 24,81 до 85,13 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $55 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Значение газонасыщенности в среднем равно 0,71 доли ед., изменяется в пределах 0,67-0,74 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт Ю-VIA литологически представлен алевролитом серым, плотным, косослоистым с прослойками до 1 мм. Глины с включениями ОРО.

Керн в данном горизонте не анализировался.

Пористость по данным ГИС в газовой части изменяется в интервале 0,19-0,25 доли ед., в среднем составляет 0,22 доли ед., проницаемость меняется в интервале 39,49-752,03 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $515 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Соответственно, среднее значение газонасыщенности составляет 0,75 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт Ю-VIIA по макроописанию представлен песчаником серым, среднезернистым, среднесцементированным.

Керн в данном горизонте не отобран.

По данным промыслово-геофизических исследований пористость в газовой части изменяется от 0,15 до 0,21 доли ед., составляя в среднем 0,18 доли ед., проницаемость изменяется от 9,2 до 223,5 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $67 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Газонасыщенность – от 0,52 до 0,80 доли ед., в среднем – 0,64 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт Ю-VIIB. По данным керна диапазон изменения пористости в газовой части по 6 кондиционным определениям составляет $0,15 \div 0,17$ доли ед., средняя пористость – 0,16 доли ед., проницаемость меняется в пределах от 1,57 до 61,9 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, средняя проницаемость – $23,2 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным промыслово-геофизических исследований скважин значение пористости в газовой части в среднем составляет 0,16 доли ед., и варьирует в диапазоне 0,12÷0,21 доли ед., проницаемость в среднем составляет $54,26 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, и варьирует в диапазоне $2,61 \div 443,33 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Газонасыщенность изменяется от 0,46 до 0,86 доли ед., средняя газонасыщенность коллекторов – 0,64 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт Ю-IX. Коллектора литологически представлены песчаником светло-серым, разномзернистым (от мелко- до крупнозернистым), тонкослоистым, алевроитистым, кремнисто-слюдисто-кварцевым, на глинисто-карбонатном цементе, редко – глинистом цементе контактового, порового типа. Зёрна угловатые, полуокатанные, среднесортированные. Встречаются прослои глинисто-углистой породы. Керна со слабым запахом УВ.

По лабораторным исследованиям керна в нефтяной части среднее значение пористости равно 0,15 доли ед., с интервалом изменения 0,11-0,18 доли ед., среднее значение проницаемости – $11,1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах $1,79 \div 34,4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Пористость в газовой части меняется от 0,13 до 0,20 доли ед., в среднем составляя 0,16 доли ед., проницаемость меняется от 1,3 до $291,04 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $24,94 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Значение пористости по ГИС в нефтяной части варьирует в интервале 0,13-0,15 доли ед., в среднем составляя 0,15 доли ед., значение проницаемости варьирует в интервале $3,6 \div 16,64 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем равно $8,67 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Значение нефтенасыщенности изменяется в интервале – 0,43-0,64 доли ед., в среднем – 0,53 доли ед. Значение пористости по ГИС в газовой части варьирует в интервале 0,13-0,26 доли ед., в среднем составляя 0,16 доли ед., значение проницаемости варьирует в интервале $3,46 \div 176,53 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем равно $17,97 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Значение газонасыщенности изменяется в интервале – 0,43-0,71 доли ед., в среднем – 0,61 доли ед.

Проницаемость по ГДИС в нефтяной части в среднем равна $2,13 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт Ю-X по описанию шлама представлен алевролитом и песчаником. Алевролит светло-серый, тонкозернистый, плотный, на глинистом цементе порового типа. Зерна угловатые, средне окатанные, хорошо сортированные. Песчаник серый, среднезернистый, крепкоцементированный на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа. Зерна угловатые, средне окатанный, хорошо цементированный.

Керна в данном горизонте не отобран.

По результатам интерпретации данных ГИС пористость коллекторов в газовой части колеблется от 0,14 до 0,24 доли ед., среднее значение по горизонту 0,19 доли ед.,

проницаемость колеблется от 7,0 до 213,4 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, среднее значение 77,5 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Значение газонасыщенности в среднем равно 0,64 доли ед., изменяется в пределах 0,47-0,75 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт Ю-ХI представлен песчаником серым, мелкозернистым, полимиктовым, среднесцементированным, на глинистом цементе.

По лабораторным исследованиям керна в нефтяной части среднее значение пористости равно 0,15 доли ед., с интервалом изменения 0,11-0,19 доли ед., среднее значение проницаемости – 33,74 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах 1-231,9 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Продуктивный горизонт в газовой части представлен 22 кондиционными анализами. Значения пористости варьируют от 0,13 до 0,20 доли ед., проницаемости – от 4,62 до 127 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Средние значения параметров: пористость – 0,168 доли ед., проницаемость – 25,01 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Пористость по данным ГИС в нефтяной части изменяется в интервале 0,10-0,15 доли ед., в среднем составляя 0,13 доли ед., проницаемость в интервале 1,69-17,28 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 10,25 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Соответственно, среднее значение нефтенасыщенности составляет 0,63 доли ед. Пористость по данным ГИС в газовой части изменяется в интервале 0,13-0,21 доли ед., в среднем составляя 0,17 доли ед., проницаемость в интервале 6,14-114,02 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 35,07 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Соответственно, среднее значение газонасыщенности составляет 0,63 доли ед.

По результатам 1 гидродинамического исследования скважин в нефтяной части проницаемость составила 0,19 мД. Проницаемость по данным ГДИС в газовой части изменяется в пределах 0,78-3,6 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, составляя в среднем 2,43 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт Ю-ХII. Коллектора представлены песчаниками светло-серыми, средне-мелкозернистыми, слабо- и крепкосцементированными, известковистыми алевроитистыми, слоистыми, полимиктовыми, неравномерно пористыми, крепкими, на глинистом цементе. Форма обломочных зёрен полуугловатая, полуокатанная, окатанная, сортировка хорошая. Слоистость обусловлена наличием субгоризонтальных прослоев глинисто-углистой породы чёрного цвета.

Горизонт Ю-ХIIА. По лабораторным исследованиям керна в нефтяной части среднее значение пористости равно 0,14 доли ед., с интервалом изменения 0,12-0,17 доли ед., среднее значение проницаемости – 28,06 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах 3,09-85,3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Диапазон изменения пористости по 5 определениям в газовой части составляет 0,170-0,215 доли ед., средняя пористость – 0,199 доли ед.; проницаемость по 5 определениям меняется в пределах от 2000 до 3000 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, средняя проницаемость – 2800 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Пористость по данным ГИС в нефтяной части в среднем равен 0,14 доли ед., проницаемость $24,38 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, нефтенасыщенность 0,65 доли ед. Пористость в газовой части в среднем равна 0,18 доли ед., проницаемость $61 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, газонасыщенность 0,70 доли ед.

По результатам 1 гидродинамического исследования скважин проницаемость составила 0,19 мД. Проницаемость по данным ГДИС в газовой части изменяется в пределах $0,5\text{--}51,78 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, составляя в среднем $13,12 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт Ю-ХІІБ. Диапазон изменения пористости в нефтяной части по 55 определениям составляет 0,12-0,24 доли ед., средняя пористость – 0,174 доли ед.; проницаемость по 55 определениям меняется в пределах от 1,21 до $2500 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, средняя проницаемость – $319,8 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Пористость по данным ГИС в нефтяной части меняется от 0,16 до 0,20 доли ед., в среднем равна 0,18 доли ед., проницаемость меняется от 15,3 до $80,1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $53,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Нефтенасыщенность меняется в диапазоне $0,58\text{--}0,72$ доли ед., в среднем составляя 0,69 доли ед.

Проницаемость по ГДИС в нефтяной части в среднем равна $2,23 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

В таблице 2.1.5 приведены статистические ряды распределения проницаемости продуктивных горизонтов.

Таблица 2.1.5 - Статистические ряды распределения проницаемости продуктивных горизонтов

Интервал изменения (мкм2*10- 3)		По данным ГИС													По данным лабораторного изучения керна					
		Число случаев													Число случаев					
		Ю-II (нефть)	Ю-IIIА (нефть)	Ю-IIIБ (нефть)	Ю-IV (газ)	Ю-V (газ)	Ю-VIA (газ)	Ю-VIIА (газ)	Ю-VIIБ (газ)	Ю-IX (нефть/газ)	Ю-X (газ)	Ю-XI (нефть/газ)	Ю-XIIА (нефть/газ)	Ю-XIIБ (нефть)	Ю-IIIБ (нефть)	Ю-VIIБ (газ)	Ю-IX (нефть/газ)	Ю-XI (нефть/газ)	Ю-XIIА (нефть/газ)	Ю-XIIБ (нефть)
1	10	3	2	-	-	-	-	1	5	4/10	2	3/2	4/-	-	1	4	12/17	4/9	6/-	13
10	100	7	3	3	-	2	1	3	11	2/20	5	3/10	9/4	6	5	2	11/5	9/12	14/-	28
100	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-/2	2	-/2	-/1	-	-	-	-/1	-/1	-/-	1
200	300	-	-	1	-	-	-	1	-	-/-	1	-/-	-/-	-	-	-	-/-	1/-	-/-	1
300	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/-	-
400	500	-	-	-	-	-	-	-	1	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/-	-
500	600	-	-	-	-	-	-	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/-	-
600	700	-	-	-	-	-	-	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/-	1
700	800	-	-	-	-	-	1	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/-	-
800	900	-	-	-	1	-	-	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/-	2
900	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/-	2
1000	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/-	5
2000	3000	-	-	-	-	-	-	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/1	2
3000	4000	-	-	-	-	-	-	-	-	-/-	-	-/-	-/-	-	-	-	-/-	-/-	-/4	-

Таким образом несмотря на то, что пористость по ГИС и керну примерно одного порядка для гидродинамических расчетов принимается K_p по ГИС, так как данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну.

Проницаемость по керну и ГДИС определена не по всем горизонтам. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

2.2 Свойства и состав нефти, газа и воды

Свойства пластовой нефти месторождения Сазтобе Восточный после отчета «ПР-2022г» дополнительно было исследованы 2 пробы из скважин №102 (и.п. 3226-32337м), которая была отбракована по причине разгазирования, что повлияло на характеристику пробы и ее параметры и № 2 Сазтобе-2 которая так же была отбракована из-за аномально низких термобарических значений

В целом, на дату составления отчета было отобрано:

- 11 проб пластовых условиях;
- 4 пробы в поверхностных условиях;

2.2.1 Свойства нефти в пластовых условиях

Свойства пластовой нефти в целом исследованы по 11 пробам, отобранным из скважин Тыныштык-1, Сазтобе-1А, Сазтобе-3, Сазтобе-2 и скв №102.

Из них по скважинам Тыныштык-1 и Сазтобе-2 были отобраны по 3 параллельные глубинные пробы. По результатам анализа данных, можно установить, что глубинные пробы из скважин Сазтобе В.-1-А, Сазтобе В.-3, а также глубинная (15.09.2023г) и рекомбинированная (20.05.2021г) пробы из скважины Сазтобе-2 характеризуются аномальными значениями параметров пластовой нефти. В частности, в данных пробах замерены очень высокие значения газосодержания, что привело к некорректности остальных параметров пластовой нефти. Причиной аномальных значений параметров в данных пробах является исследование проб, находящихся в газовом состоянии, по методике PVT-исследований нефти на установке без визуального наблюдения, не учитывая факта отбора данных проб из интервалов газоконденсатного объекта.

По скважине Сазтобе-2 в процессе рекомбинации новых образцов нефти и газа исследователи использовали завышенную величину промыслового газового фактора скважины, что в итоге привело к замеру высокого газосодержания и связанного с ним давления насыщения на уровне пластового давления. В связи с вышеуказанными выводами, результаты исследования проб пластовой нефти из скважин Сазтобе В.-1А, Сазтобе В.-3 и Сазтобе-2 были отбракованы.

Для дальнейших расчетов по результатам анализа параметры пластовой нефти принимаются по глубинным пробам из скважин Тыныштык-1 и Сазтобе-2 (дата отбора 24.06.16 г.). В пользу данных проб говорит то, что в каждой скважине были отобраны по 3 параллельные образцы, и замеренные параметры пластовой нефти находятся в близких друг к другу значениях.

По результатам проб из скважин Тыныштык-1 и Сазтобе-2, расположенных в разных участках месторождения, можно установить, что плотность и динамическая вязкость пластовой нефти немного отличаются. На основе этого, для дальнейших расчетов параметры нефти принимаются отдельно.

Результаты исследования всех проб пластовой нефти по результатам стандартной сепарации представлены в таблице 2.3.1.

Горизонт Ю-IX+XI

По результатам исследования трех параллельных глубинных проб нефти, плотность пластовой нефти изменяется в пределах 0,792-0,800 г/см³, в среднем составляя 0,796 г/см³. Стоит отметить, что несмотря на отличие глубин отбора и соответственно давления исследования, данные пробы и пробы по скважине Сазтобе 2 имеют близкое значение газосодержания. По результатам стандартной сепарации газосодержания в среднем по трем пробам составляет 61,7 м³/т. Давление насыщения принимается на уровне 12,4 МПа. Динамическая вязкость пластовой нефти равняется 1,35 мПа*с. Объемный коэффициент равен 1,194.

Горизонт Ю-XII

Параметры пластовой нефти по горизонту Ю-XII принимаются по параллельным глубинным пробам из скважины Сазтобе-2. По результатам анализа плотность пластовой нефти составляет 0,836 г/см³ при температуре исследования 107,6°С. Давление насыщения нефти принимается на уровне 10,4 МПа. Газосодержание по стандартной сепарации составляет 57,4 м³/т. Вязкость нефти - 2,07 мПа*с. Величина объемного коэффициента равняется 1,155.

Зависимости параметров пластовой нефти по пробам из скважин Тыныштык-1 и Сазтобе 2 представлены на рисунках 2.3.1-2.3.4.

Результаты дифференциального разгазирования по пробе из скважины
Тыныштык-1 приведены на рисунках 2.3.5-2.3.7.

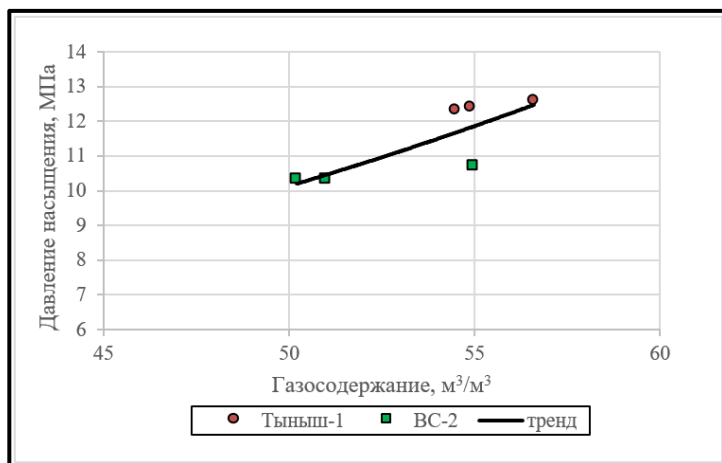


Рисунок 2.2.1 - Зависимость давления насыщения от газосодержания

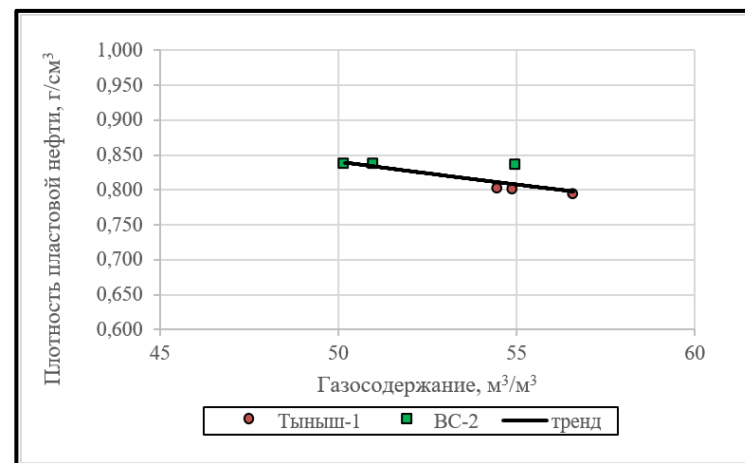


Рисунок 2.2.2 - Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

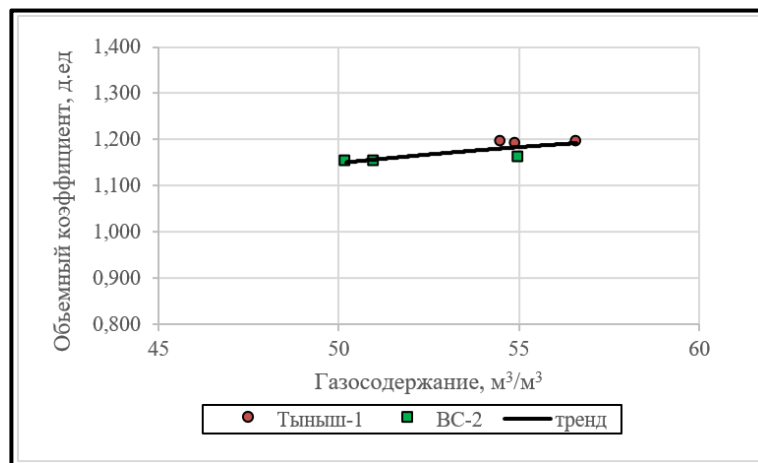


Рисунок 2.2.3 - Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

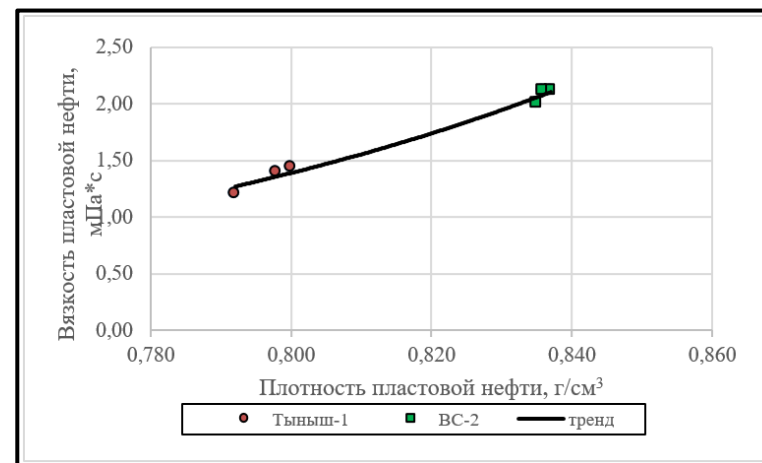


Рисунок 2.2.4 - Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой нефти

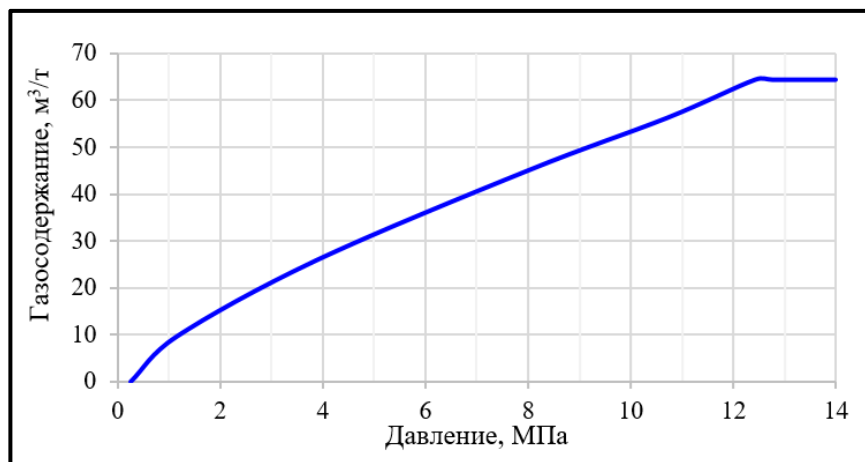


Рисунок 2.2.5 - Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления по дифференциальному разгазированию. Горизонт Ю-IX+XI

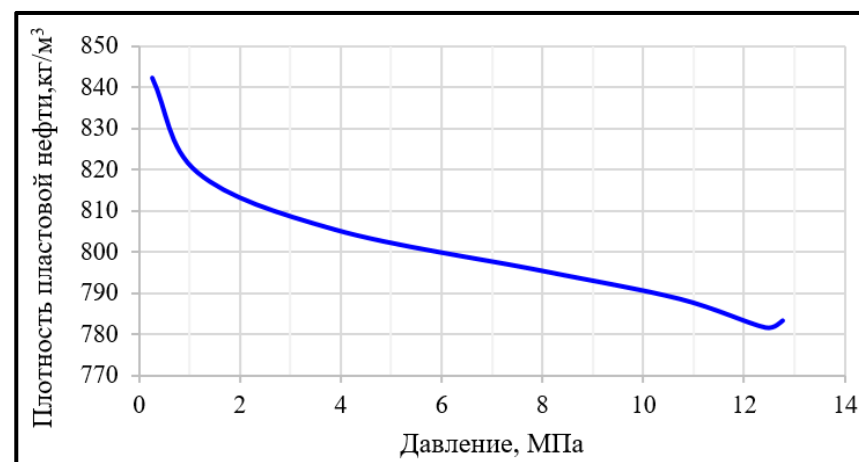


Рисунок 2.2.6 - Зависимость плотности пластовой нефти от давления по дифференциальному разгазированию. Горизонт Ю-IX+XI

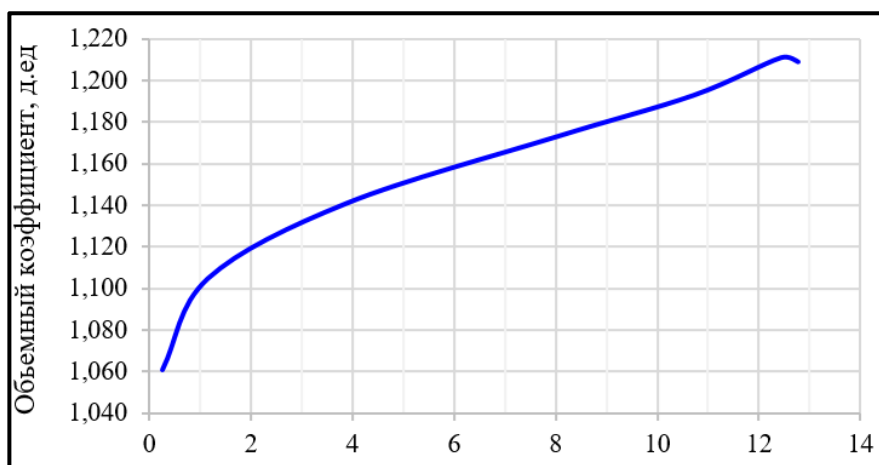


Рисунок 2.2.7 - Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления по дифференциальному разгазированию. Горизонт Ю-IX+XI

Таблица 2.2.1– Свойства пластовой нефти продуктивных горизонтов

Наименование	На дату отчета (ДПР-2026)				На дату отчета (ДПР-2026)			
	Ю-IX+XI				Ю-XII (пласт А)			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Давление исследования, МПа	1	3	-	12.77	1	3	-	30.89
Температура исследования, оС	1	3	-	69	1	3	-	107.6
Давление насыщения газом, МПа	1	3	12,43-12,59	12.43	1	3	10,26-10,65	10.4
Газосодержание, м3/т	1	3	60,28-63,62	61.7	1	3	55,3-60,7	57.4
Объёмный коэффициент, д.ед.	1	3	1,190-1,196	1.194	1	3	1,152-1,160	1.155
Плотность, кг/м3	1	3	792,0-800,0	796	1	3	836,0-837,0	836
Вязкость, мПа*с	1	3	1,21-1,44	1.35	1	3	2,0-2,11	2.07

Горизонт, отмеченный * не исследован новыми пробами, так же остается на уровне предыдущего проектного документа.

2.2.2 Состав и свойства растворенного газа

Горизонт-IX+XI. Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам трех проб из скважины Тыныштык-1.

Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 73,79%. Содержание C_2 +высшие <25% (24,54%) и характеризуется как «жирный». Из углеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 0,55 и 1,12%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,815 доли ед.

Горизонт-XII.

Свойства растворенного газа пластовой нефти изучены по 4 пробам. Из них один анализ является некорректной. По принятым пробам содержание метана в составе растворенного газа в среднем составляет 63,98%. Содержание C_2 +высшие >25% (31,05%) и характеризуется как «высокожирный». Из углеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 3,96 и 1,02%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,935 доли ед.

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти по всем пробам представлены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.2.2 – Компонентный состав после однократного разгазирования.

Компоненты, моль %	На дату отчета (ДПР-2026)				На дату отчета (ДПР-2026)			
	Ю-IX+XI*				Ю-XII (пласт А)*			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Углекислый газ	1	3	1,06-1,15	1.1	1	3	1,0-1,03	1.0
Азот	1	3	0,43-0,63	0.6	1	3	3,9-4,02	4.0
Метан	1	3	71,94-75,56	73.8	1	3	63,46-64,51	64.0
Этан	1	3	9,2-10,4	9.8	1	3	1,5-10,58	10.6
Пропан	1	3	7,33-8,36	7.8	1	3	8,56-8,85	8.7
Изобутаны	1	3	1,49-1,73	1.6	1	3	2,37-2,6	2.5
Норм.бутаны	1	3	2,4-2,91	2.6	1	3	1,24-4,49	4.4
C5+высшие	1	3	2,35-3,12	2.7	1	3	4,78-5,1	4.9
Отн. плотность газа по воздуху	1	3	0,799-0,838	0.815	1	3	0,926-0,943	0.935

*Горизонт, отмеченный * не исследован новыми пробами, так же остается на уровне предыдущего проектного документа.*

2.2.3 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 6 пробам из скважин Тыныштык-1, В.Сазтобе-2, 102. Из них пробы из скважин В.Сазтобе-2 и 102 были отбракованы.

По результатам исследования плотность нефти в среднем составляет 900,0 кг/м³. Величина кинематической нефти при 20°C – 38,95 мм²/с, при 50°C – 12,33 мм²/с. По содержанию серы является сернистой (1,3%). Содержание смол составляет 14,13%, асфальтены -4,14%. Выход фракций, выкипающих при 300°C – 37%.

Диапазоны изменения и средние значения параметров поверхностной нефти приведены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.2.3 – физико-химических свойств и фракционного состава разгазированной нефти продуктивных горизонтов

Наименование		На дату отчета (ДПР-2026)				
		Ю-ХІ+ХІІ				
		Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
		скважин	проб			
Плотность нефти, кг/м ³		3	3	899	909	903
Кинематическая вязкость, мм ² /с	при 20°C	3	3	28.99	50.7	38.95
	при 50°C	3	3	10.28	14.38	12.33
Температура застывания, °C		3	3	-24	-18	-20.67
Температура вспышки, °C		3	3	-10	3	-10
Содержание, %	Серы	3	3	0.99	1.81	1.3
	Смолы	3	3	7.79	20.99	14.13
	Асфальтенов	3	3	3.13	5.15	4.14
	Парафинов	3	3	1	1.95	1.4
Фракционный состав, %	НК	3	3	75.5	90	83.5
	до 200 оС	3	3	13	21	17.67
	до 250 оС	3	3	18	29	25.33
	до 300 оС	3	3	28	43	37

2.3 Физико-гидродинамическая характеристика

Прогноз технологических показателей разработки и обоснование коэффициента извлечения нефти базируется на гидродинамических расчетах. Гидродинамические расчетные схемы по оценке коэффициентов извлечения нефти основаны на использовании ряда эмпирических функций (функции относительных фазовых проницаемостей, коэффициента вытеснения нефти водой, капиллярного давления, смачиваемости пород).

Специальные исследования керна выполнены в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» на образцах скважин Сазтобе Восточное 1А, ОС-1, 102, 105 (юра). Далее приводится анализ результатов экспериментов.

В таблице 2.3.1 представлен комплекс специальных исследований и количество использованных образцов.

Таблица 2.3.1 - Виды специальных исследований (юра)

Виды исследований	Количество				
	скв. 1А (2018г)	скв. 105 (2020г)	скв. ОС-1 (2023г)	скв. 102 (2023г)	Всего
Кривые капиллярного давления, образец	35	25	30	3	93
Относительная фазовая проницаемость в системе вода-нефть, образец	12	5	12	3	32
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец	18	5	10	3	36
Смачиваемость, образец	10	5	12	3	30
Сжимаемость, образец	12	-	-	-	12

Кривые капиллярного давления в системе нефть-вода получены методом полупроницаемой мембраны на 93 образцах юрских отложений скважин 1А, 105, 102, ОС-1 (83 кондиционных и 10 некондиционных). Кривые капиллярного давления представлены на рис. 2.4.1 и 2.4.4.

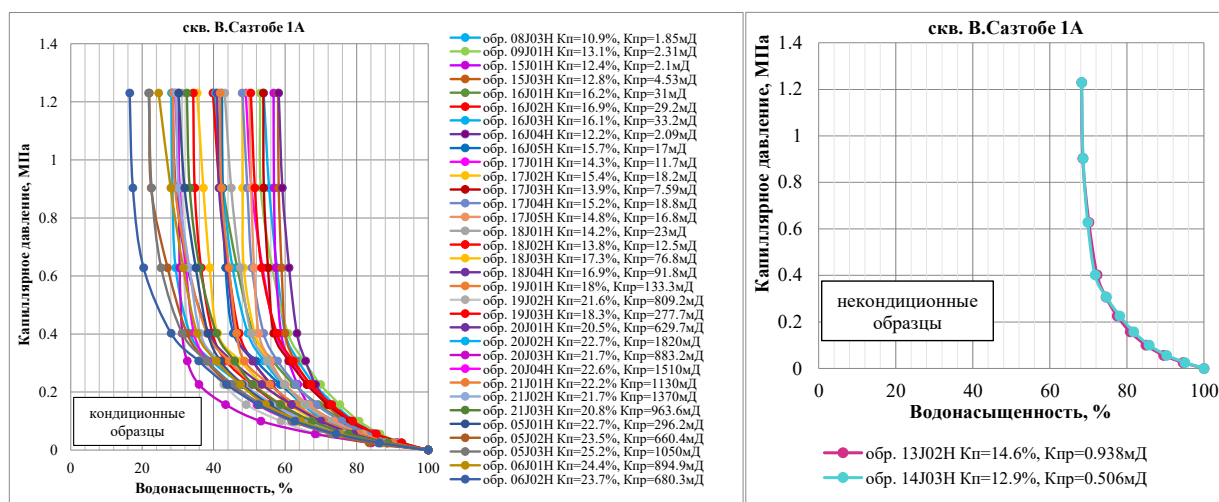


Рисунок 2.3.1 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, скв. 1А

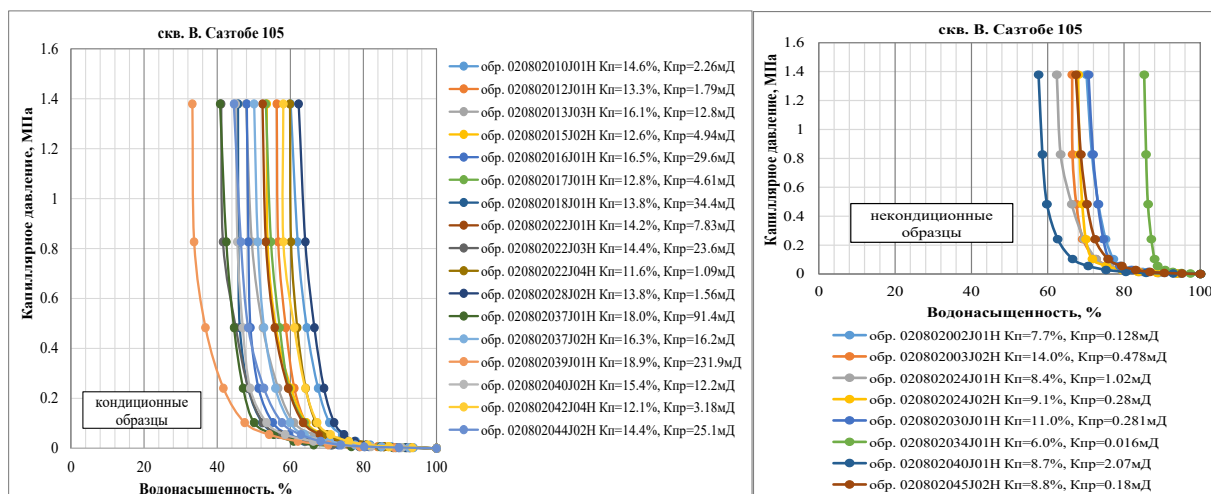


Рисунок 2.3.2 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, скв. №105

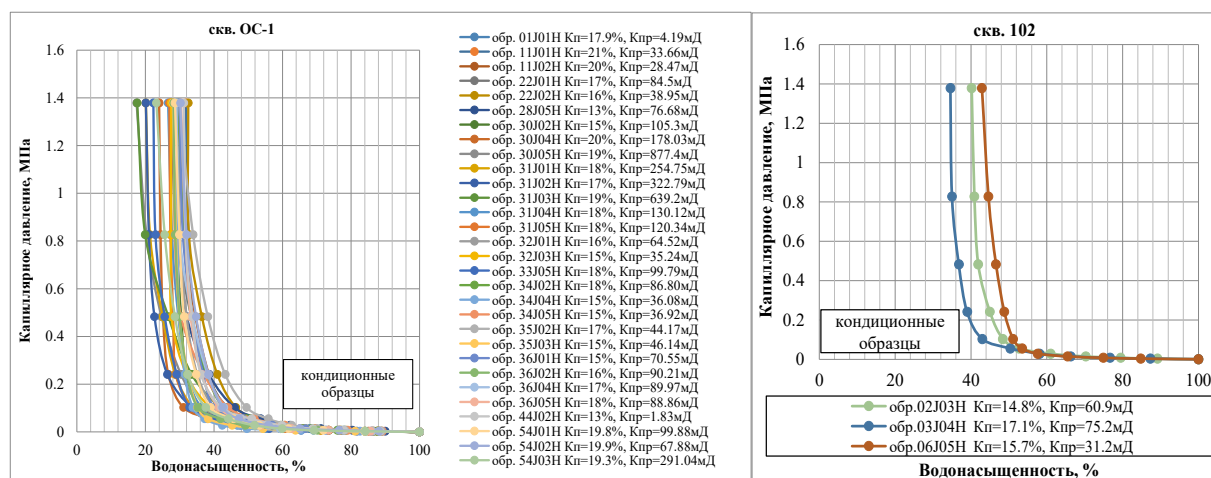


Рисунок 2.3.3 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, скв. ОС-1

Рисунок 2.3.4 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, скв. №102

Эксперименты, выполненные на образцах юрских отложений, показали, что:

- для кондиционных образцов при K_p – 10,9 до 25,2%, составляющей в среднем 16,92% и при K_{pr} – 1,09 до 1820 мД, в среднем равной 220,8 мД остаточная водонасыщенность варьирует от 16,5 до 62,3%, в среднем составляя 37,06%;
- для образцов с низкой ФЕС (K_p – 6,0 до 14,6%, в среднем 10,1% и при K_{pr} – 0,016 до 2,070 мД, в среднем 0,590 мД) остаточная водонасыщенность в среднем составляет 68,4%.

Определение относительной проницаемости (ОФП) для системы вода-нефть при установившемся режиме в атмосферных условиях. Для определения относительных фазовых проницаемостей использовалась двухфазная вертикальная фильтрационная установка (LXRT-400T), предназначенная для исследования профилей насыщения при фильтрации двухфазных потоков в пластовых условиях в режиме реального времени, представляя средние насыщенные в виде функции длины керна и дискретные точки вдоль керна в виде функции времени.

Исследования относительной проницаемости в системе вода-нефть проведены на 32 образцах керна юрских отложений. Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.3.2 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть

№ модели	№ образца	Горизонт	Проницаемость для газа *10 ⁻³ мкм ²	Абсолютная проницаемость по воде, мД	Открытая пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость по нефти при Ков, мД	Эффективная проницаемость по воде при Кон, мД	Относительная проницаемость по воде при Кон, доли ед.	Относительная проницаемость по нефти при Ков, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
<i>Скважина 1А</i>												
1	05J01H	Ю-ШБ	296,2	121	0,227	0,336	0,177	139	29,61	0,213	1	0,733
3	05J03H	Ю-ШБ	1050	463	0,252	0,285	0,172	603	131,5	0,218	1	0,759
6	08J01H	Ю-IX	1,7	0,5	0,132	0,588	0,183	0,6	0,097	0,161	1	0,556
15	14J02H	Ю-IX	3,6	1,7	0,160	0,557	0,177	2,2	0,343	0,156	1	0,600
23	16J03H	Ю-ХПБ	33,2	8,7	0,161	0,458	0,189	11,2	2,106	0,188	1	0,651
26	17J01H	Ю-ХПБ	11,7	4,2	0,143	0,534	0,17	5,6	0,952	0,17	1	0,635
28	17J03H	Ю-ХПБ	7,6	2,3	0,139	0,538	0,173	3,3	0,551	0,167	1	0,626
31	18J01H	Ю-ХПБ	23,0	4,6	0,142	0,438	0,197	5,7	1,123	0,197	1	0,649
35	19J01H	Ю-ХПБ	133,3	43,3	0,180	0,366	0,189	52,6	10,78	0,205	1	0,702
41	20J04H	Ю-ХПБ	1510	739	0,226	0,219	0,16	965	215,2	0,223	1	0,795
42	21J01H	Ю-ХПБ	1130	566	0,222	0,239	0,172	603	133,3	0,221	1	0,774
44	21J03H	Ю-ХПБ	963,6	323	0,208	0,269	0,154	427	93,94	0,22	1	0,789
<i>Скважина №105</i>												
2	10J03H	Ю-IX	23,4	10,2	0,176	0,48	0,22	14,6	2,701	0,185	1	0,577
3	11J01H	Ю-IX	16	6,8	0,162	0,45	0,24	10,1	2,697	0,267	1	0,564
7	23J01H	Ю-X	7,83	3,65	0,142	0,51	0,2	5,23	1,198	0,229	1	0,592
9	29J01H	юра	1,3	0,62	0,138	0,62	0,18	0,83	0,151	0,182	1	0,526
12	39J03H	Ю-XI	3,28	1,52	0,132	0,54	0,19	2,05	0,699	0,341	1	0,587
<i>Скважина ОС-1</i>												
2	11J02H	Ю-ША	28,47	4,90	0,204	0,28	0,28	7,61	2,001	0,263	1	0,611
3	22J01H	Ю-IV	84,5	26,01	0,174	0,27	0,31	33,74	9,009	0,267	1	0,575
4	28J05H	юра	76,68	39,1	0,135	0,32	0,27	45,9	9,501	0,207	1	0,603
6	30J05H	юра	877,37	27,15	0,191	0,22	0,24	351,12	89,887	0,256	1	0,692
8	31J03H	юра	639,2	325,67	0,186	0,25	0,24	383,67	90,162	0,235	1	0,680
9	31J04H	юра	130,12	27,37	0,178	0,25	0,28	34,59	8,993	0,26	1	0,627
10	31J05H	юра	120,34	43,87	0,178	0,29	0,32	58,55	12,003	0,205	1	0,549
11	32J01H	юра	64,52	23,25	0,160	0,26	0,3	28,86	6,494	0,225	1	0,595
12	32J03H	юра	35,24	7,4	0,146	0,32	0,27	9,39	2,498	0,266	1	0,603
14	34J04H	юра	36,08	18,45	0,154	0,29	0,28	21,62	4,994	0,231	1	0,606
16	36J02H	Ю-V	90,21	27,57	0,163	0,25	0,3	35,96	7,516	0,209	1	0,600
17	36J04H	Ю-V	89,97	27,73	0,174	0,26	0,3	36,12	8,597	0,238	1	0,595
<i>Скважина №102</i>												
1	01J01H	Ю-ХПА	22,5	10,49	0,138	0,44	0,24	15,03	3,006	0,200	1	0,571
3	02J02H	Ю-ХПА	28,1	12,18	0,132	0,44	0,21	16,21	4,004	0,247	1	0,625
5	04J02H	Ю-ХПА	27,1	13,59	0,143	0,43	0,24	16,52	5,997	0,363	1	0,579

По данным эксперимента получены следующие результаты:

горизонт Ю-ША имеет пористость 20,4% и проницаемость 28,47 мД, остаточная водонасыщенность равна 28%. Значение коэффициента вытеснения нефти равен 0,611 доли ед.

горизонт Ю-ШБ при пористости от 22,7 до 25,2% и проницаемости от 296,2 до 1050 мД, остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 28,5-33,6%, в среднем составляя

31,1%. Значения коэффициента вытеснения нефти варьируют от 0,733 до 0,759 доли ед., составляя в среднем 0,746 доли ед.

горизонт Ю-IV имеет пористость 17,4% и проницаемость 84,5 мД, остаточная водонасыщенность равна 27%. Значение коэффициента вытеснения нефти равен 0,575 доли ед.

по горизонту Ю-V образцы с пористостью от 16,3 до 17,4% и проницаемостью от 89,97 до 90,21 мД, остаточная водонасыщенность варьирует в диапазоне 25-26%, в среднем составляя 25,5%. Значения коэффициента вытеснения нефти варьируют от 0,595 до 0,600 доли ед., в среднем равен 0,597 доли ед.

по горизонту Ю-IX образцы с пористостью от 13,2 до 17,6% и проницаемостью от 1,7 до 23,4 мД, остаточная водонасыщенность варьирует в диапазоне 45,0-58,8%, в среднем составляя 51,9%. Значения коэффициента вытеснения нефти варьируют от 0,556 до 0,600 доли ед., в среднем равен 0,574 доли ед.

горизонт Ю-X имеет пористость 14,2% и проницаемость 7,8 мД, остаточная водонасыщенность равна 51%. Значение коэффициента вытеснения нефти равен 0,592 доли ед.

горизонт Ю-XI имеет пористость 13,2% и проницаемость 3,3 мД, остаточная водонасыщенность равна 54%. Значение коэффициента вытеснения нефти равен 0,587 доли ед.

горизонт Ю-XIIА имеет пористость от 13,2 до 14,3% и проницаемость от 22,5 до 28,1 мД, при этом остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 43-44%, в среднем составляя 43,7%. Значения коэффициента вытеснения нефти варьируют от 0,571 до 0,625 доли ед., в среднем равен 0,592 доли ед.

горизонт Ю-XIIБ имеет пористость от 13,9 до 22,6% и проницаемость от 7,6 до 1510 мД, при этом остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 21,9-53,8%, в среднем составляя 38,3%. Значения коэффициента вытеснения нефти варьируют от 0,626 до 0,795 доли ед., в среднем равен 0,703 доли ед.

Кривые относительной проницаемости представлены на рис. 2.4.5.

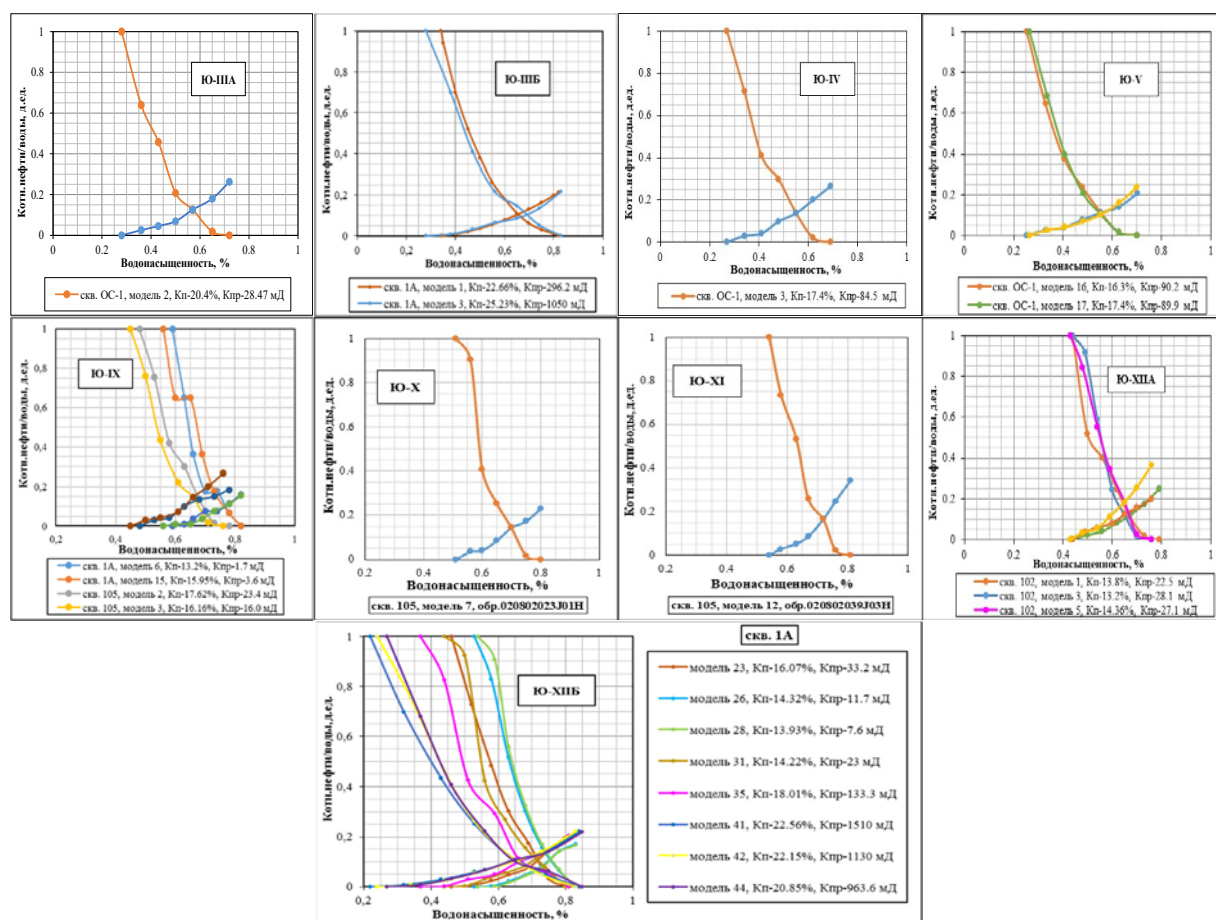


Рисунок 2.3.5 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скв. 1А, 105, ОС-1 и 102)

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как гидрофильные.

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 30 образцах керна скважин 1А, 105, ОС-1 и 102. Исследования показали, что все образцы – гидрофильные (таблица 2.4.3).

Таблица 2.3.3 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту (скв. 1А, 105, ОС-1 и 102)

№ п/п	№ скв.	№ образца	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
			Самопроизвольный выход нефти, мл	Принудительный выход нефти, мл	Самопроизвольный выход воды, мл	Принудительный выход воды, мл		
1	1А	05J02Н	0,89	2,81	0,43	3,88	0,2	гидрофильная
2	1А	06J02Н	0,76	2,94	0,44	3,93	0,15	гидрофильная
3	1А	08J02Н	0,35	1,15	0,25	2,21	0,19	гидрофильная
4	1А	09J01Н	0,24	0,96	0,24	2,17	0,14	гидрофильная
5	1А	15J02Н	0,27	0,83	0,22	1,93	0,22	гидрофильная
6	1А	16J02Н	0,47	1,63	0,31	2,77	0,18	гидрофильная
7	1А	16J05Н	0,48	1,52	0,28	2,52	0,2	гидрофильная
8	1А	17J04Н	0,45	1,55	0,27	2,42	0,18	гидрофильная
9	1А	18J03Н	0,52	1,78	0,31	2,76	0,18	гидрофильная
10	1А	20J03Н	0,81	2,79	0,38	3,37	0,18	гидрофильная
11	105	15J01Н	0,78	2,83	0,58	5,22	0,16	гидрофильная
12	105	18J01Н	0,84	3,15	0,53	4,7	0,15	гидрофильная
13	105	29J03Н	0,63	2,17	0,59	5,34	0,18	гидрофильная
14	105	43J04Н	0,54	2,06	0,51	4,53	0,15	гидрофильная
15	105	45J01Н	0,81	3,19	0,61	5,43	0,14	гидрофильная
16	ОС-1	01J02Н	1,38	4,94	0,60	5,35	0,17	гидрофильная
17	ОС-1	03J01Н	1,16	3,50	0,50	4,49	0,22	гидрофильная

18	ОС-1	05J02Н	1,69	5,67	0,73	6,60	0,19	гидрофильная
19	ОС-1	31J03Н	1,60	5,34	0,58	5,20	0,19	гидрофильная
20	ОС-1	35J02Н	1,63	5,11	0,64	5,75	0,21	гидрофильная
21	ОС-1	36J02Н	1,52	4,90	0,61	5,47	0,20	гидрофильная
22	ОС-1	43J01Н	1,49	4,50	0,58	5,15	0,22	гидрофильная
23	ОС-1	44J03Н	1,21	4,39	0,57	5,10	0,16	гидрофильная
24	ОС-1	46J02Н	1,26	4,93	0,59	5,24	0,14	гидрофильная
25	ОС-1	47J01Н	1,36	5,13	0,62	5,54	0,15	гидрофильная
26	ОС-1	49J02Н	1,54	4,71	0,68	6,09	0,22	гидрофильная
27	ОС-1	51J02Н	0,95	3,23	0,49	4,38	0,18	гидрофильная
28	102	01J02Н	0,99	3,35	0,59	5,24	0,18	гидрофильная
29	102	03J01Н	0,70	2,44	0,48	4,33	0,17	гидрофильная
30	102	05J02Н	0,95	3,17	0,54	4,83	0,19	гидрофильная

Коэффициент вытеснения нефти водой определялся по 36 образцам скважин 1А, 105, ОС-1 и 102. Образцы скважины 1А – №020801009J02Н, 020801013J02Н, 020801014J03Н характеризующиеся с низкой проницаемостью равной от 0,506 до 0,938 мД не были использованы при расчете. Также образцы скважины ОС-1 020804030J05Н, 020804031J03Н, 020804031J04Н, 020804032J03Н, 020804033J05Н, 020804035J03Н и образец скважины №105 №020802029J02Н не были использованы при расчете, т.к. находятся вне продуктивного горизонта.

В таблице 2.4.4 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

Таблица 2.3.4 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ скважины	№ модели	№ образца	Привязанная глубина, м	Горизонт	Открытая пористость, доли	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$			Остаточная водонасыщенность, $S_{w, \text{ост}}$ доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, $S_{n, \text{ост}}$ доли ед.	Коэффициент вытеснения, β , доли ед.
						по газу	по воде при 100% водонасыщенности	по нефти при ост. водонасыщенности			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондиционные образцы											
1А	4	06J01Н	2739,6	Ю-ШБ	0,24	894,9	459	521	0,27	0,2	0,730
1А	14	14J01Н	3063,9	Ю-IX	0,15	2,280	0,70	1,20	0,55	0,19	0,571
1А	17	15J01Н	3212	Ю-ХПБ	0,12	2,100	1,20	1,34	0,59	0,18	0,560
1А	19	15J03Н	3212,3	Ю-ХПБ	0,13	4,530	2,10	2,500	0,54	0,19	0,586
1А	21	16J01Н	3212,7	Ю-ХПБ	0,16	31,0	9,6	11,4	0,44	0,19	0,667
1А	24	16J04Н	3213,5	Ю-ХПБ	0,12	2,1	0,7	0,9	0,58	0,18	0,560
1А	27	17J02Н	3214,1	Ю-ХПБ	0,15	18,2	5,2	5,8	0,5	0,18	0,632
1А	30	17J05Н	3214,7	Ю-ХПБ	0,15	16,8	3,6	4,3	0,47	0,19	0,641
1А	32	18J02Н	3215,2	Ю-ХПБ	0,14	12,5	7,2	9,3	0,45	0,2	0,632
1А	34	18J04Н	3215,6	Ю-ХПБ	0,17	91,8	26,7	32,4	0,37	0,21	0,660
1А	36	19J02Н	3216,3	Ю-ХПБ	0,22	809,2	364	444	0,26	0,18	0,760
1А	37	19J03Н	3216,6	Ю-ХПБ	0,18	277,7	93,2	113	0,32	0,19	0,726
1А	38	20J01Н	3216,9	Ю-ХПБ	0,20	629,7	350	401	0,26	0,16	0,790
1А	39	20J02Н	3217,3	Ю-ХПБ	0,23	1820,0	863	1021	0,21	0,18	0,778
1А	43	21J02Н	3218,2	Ю-ХПБ	0,22	1370,0	763	823	0,2	0,18	0,770
105	1	10J02Н	3103,6	Ю-IX	0,14	3,05	1,24	1,92	0,56	0,19	0,566
105	5	16J01Н	3109,3	Ю-IX	0,17	29,6	13,2	17,6	0,43	0,22	0,613
105	8	23J02Н	3165,2	Ю-Х	0,14	4,91	2,56	3,15	0,53	0,19	0,589
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
105	10	29J02Н	3171,6	юра	0,14	1,56	0,75	0,92	0,59	0,19	0,539
105	13	40J02Н	3188,6	Ю-XI	0,13	3,69	1,85	2,25	0,53	0,20	0,571
ОС-1	1	01J01Н	2673,74	Ю-II	0,18	4,19	1,52	1,88	0,34	0,29	0,566
ОС-1	2	11J02Н	2698,36	Ю-ША	0,20	28,47	4,90	7,61	0,28	0,28	0,608
ОС-1	6	30J05Н	2775,86	юра	0,19	877,37	27,15	351,12	0,22	0,25	0,685

ОС-1	8	31J03H	2776.32	юра	0,19	639,2	325,67	383,67	0,25	0,24	0,681
ОС-1	9	31J04H	2776.6	юра	0,18	130,12	27,37	34,59	0,25	0,29	0,623
ОС-1	12	32J03H	2777.44	юра	0,15	35,24	7,4	9,39	0,32	0,27	0,609
ОС-1	13	33J05H	2778.94	юра	0,18	99,79	30,92	39,51	0,23	0,30	0,616
ОС-1	15	35J03H	2780.42	юра	0,15	46,14	9,48	12,32	0,31	0,29	0,584
ОС-1	17	36J04H	2781.64	Ю-V	0,17	89,97	27,73	36,12	0,26	0,30	0,591
ОС-1	20	54J03H	3082.67	Ю-IX	0,19	291,04	106,02	130,48	0,30	0,26	0,631
102	2	01J02H	3205.73	Ю-ХПА	0,15	26,5	12,74	15,63	0,43	0,23	0,596
102	4	03J01H	3207.22	Ю-ХПА	0,12	13,6	6,3	8,50	0,48	0,21	0,595
102	6	05J02H	3209.99	Ю-ХПА	0,14	34,1	17,37	21,34	0,41	0,231	0,608
Некондиционные образцы											
1А	11	09J02H	3058,4	Ю-IX	0,12	0,819	0,10	0,17	0,62	0,17	0,545
1А	13	13J02H	3063,7	Ю-IX	0,15	0,938	0,20	0,30	0,6	0,18	0,545
1А	16	14J03H	3064,3	Ю-IX	0,13	0,506	0,10	0,30	0,61	0,19	0,520

Таким образом, по *горизонту Ю-II* коэффициент вытеснения нефти водой по 1 образцу с пористостью 18%, с проницаемостью 4,19 мД, составил 0,56 доли ед.

По *Ю-IIIА* коэффициент вытеснения нефти водой по 1 образцу с пористостью 20%, с проницаемостью 28,47 мД, составил 0,61 доли ед.

По *Ю-IIIБ* коэффициент вытеснения нефти водой по 1 образцу с пористостью 24%, с проницаемостью 894,9 мД, составил 0,73 доли ед.

По *Ю-V* коэффициент вытеснения нефти водой по 1 образцу с пористостью 17%, с проницаемостью 89.97 мД, составил 0,59 доли ед.

По *горизонту Ю-IX* коэффициент вытеснения нефти водой определялся по 4 образцам с пористостью от 14 до 19%, с проницаемостью от 2,280 до 291,04 мД, составил 0,60 доли ед.

По *горизонту Ю-X* коэффициент вытеснения нефти водой по 1 образцу с пористостью 14%, с проницаемостью 4,91 мД, составил 0,59 доли ед.

По *горизонту Ю-XI* коэффициент вытеснения нефти водой по 1 образцу с пористостью 13%, с проницаемостью 3,69 мД, составил 0,57 доли ед.

По *горизонту Ю-XIIА* коэффициент вытеснения нефти водой определялся на 3 образцах с пористостью от 12 до 15%, с проницаемостью от 13,6 до 34,1 мД. Значения коэффициента вытеснения нефти варьируют от 0,59 до 0,61 доли ед., составляя в среднем 0,60 доли ед.

По *горизонту Ю-XIIБ* коэффициент вытеснения нефти водой определялся на 13 образцах с пористостью от 12 до 23%, с проницаемостью от 2,100 до 1820 мД. Значения коэффициента вытеснения нефти варьируют от 0,56 до 0,79 доли ед., составляя в среднем 0,67 доли ед.

В таблице 2.4.5 приведены характеристики вытеснения нефти водой по горизонтам.

Таблица 2.3.5 – Характеристики вытеснения нефти водой

Горизонт	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} 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 насыщенной связанной водой
Ю-II	Количество определений	1	1	1	1	1	-	-
	Среднее значение	4,19	0,34	0,66	0,29	0,566	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Ю-IIIА	Количество определений	1	1	1	1	1	1	1
	Среднее значение	28,47	0,28	0,72	0,28	0,608	0,263	1
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Ю-IIIБ	Количество определений	3	3	3	3	3	2	2
	Среднее значение	747,03	0,30	0,70	0,183	0,739	0,216	1
	Интервал изменения	296,2-1050	0,27-0,34	0,66-0,73	0,172-0,20	0,726-0,759	0,213-0,218	-
Ю-IV	Количество определений	1	1	1	1	1	1	1
	Среднее значение	84,5	0,27	0,73	0,31	0,575	0,267	1
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Ю-V	Количество определений	2	2	2	2	2	2	2
	Среднее значение	90,09	0,25	0,75	0,3	0,597	0,224	1
	Интервал изменения	89,97-90,21	0,25-0,26	0,74-0,75	0,3-0,3	0,595-0,600	0,209-0,238	-
Ю-IX	Количество определений	8	8	8	8	8	4	4
	Среднее значение	46,33	0,49	0,51	0,21	0,586	0,192	1
	Интервал изменения	1,7-291,04	0,30-0,59	0,41-0,69	0,177-0,257	0,556-0,631	0,156-0,267	-
Ю-X	Количество определений	2	2	2	2	2	1	1
	Среднее значение	6,37	0,52	0,48	0,197	0,590	0,229	1
	Интервал изменения	4,91-7,83	0,51-0,53	0,47-0,49	0,194-0,200	0,589-0,592	-	-
Ю-XI	Количество определений	2	2	2	2	2	1	1
	Среднее значение	3,49	0,534	0,47	0,196	0,579	0,341	1
	Интервал изменения	3,28-3,69	0,53-0,54	0,46-0,47	0,190-0,202	0,571-0,587	-	-
Ю-XIIА	Количество определений	6	6	6	6	6	3	3
	Среднее значение	25,32	0,439	0,56	0,23	0,596	0,270	1
	Интервал изменения	13,6-34,1	0,41-0,48	0,52-0,59	0,21-0,24	0,571-0,625	0,200-0,363	-
Ю-XIIБ	Количество определений	21	21	21	21	21	8	8
	Среднее значение	423,7	0,39	0,61	0,182	0,685	0,199	1
	Интервал изменения	2,1-1820	0,20-0,59	0,41-0,80	0,154-0,210	0,560-0,795	0,167-0,223	1

Геомеханические исследования горных пород. Изучение геомеханических свойств горных пород были проведены на цилиндрических образцах, отобранных перпендикулярно напластованию, диаметром 3,81 см и длиной около 7 см.

Изучение геомеханических свойств проводилось на установке AutoLab 2000 компании New England Research. Программное обеспечение AutoLab управляет экспериментом и получает данные в преобразователях. Вычисление продольных и поперечных скоростей из данных временных рядов выполнялось с помощью акустического модуля в программном обеспечении AutoLab. Динамические модули упругости

вычислялись при каждом напряженном состоянии с помощью продольных и поперечных волновых скоростей.

В таблице 2.4.6 приведены результаты определения сжимаемости пород.

Таблица 2.3.6 - Результаты определения сжимаемости пород

№№ образца	Глубина отбора образца, м	Горизонт	Плотность минералогическая $\times 10^3$, кг/м ³	Давление обжима, МПа	Скорость продольной волны V_p , м/с	Скорость поперечной волны V_{sl} , м/с	Скорость поперечной волны V_{s2} , м/с	Модуль Юнга E , ГПа	Коэффициент Пуассона ν	Модуль сдвига, ГПа	Объемный модуль, ГПа	Коэффициент объемного сжатия, $10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$
1	2738,1	-	2,652	5	4723	3356	3353	19,3	0,198	8,06	6,74	14,84
2	2738,52	-	2,641	5	4145	3576	3573	17,6	0,195	7,36	6,41	15,60
3	2739,12	-	2,645	5	4246	3629	3634	21	0,194	8,79	6,88	14,53
4	3058,4	Ю-IX	2,726	5	4943	3368	3653	43,3	0,189	18,21	16,61	6,02
5	3063,76	Ю-IX	2,643	5	4383	3372	3292	34,9	0,201	14,53	7,33	13,64
6	3210,23	Ю-ХПБ	2,648	5	4024	3383	3275	37,2	0,188	15,66	7,57	13,21
7	3211,41	Ю-ХПБ	2,637	5	4492	3467	3383	31,9	0,202	13,27	7,62	13,12
8	3212,75	Ю-ХПБ	2,643	5	4126	3447	3282	38,2	0,203	15,88	7,15	13,99
9	3214,0	Ю-ХПБ	2,632	5	4301	3537	3262	29,1	0,195	12,18	7,46	13,40
10	3214,51	Ю-ХПБ	2,635	5	4231	3402	3373	29,4	0,213	12,12	6,27	15,95
11	3215,49	Ю-ХПБ	2,642	5	4096	3552	3566	35,4	0,18	15,00	6,02	16,61
12	3216,7	Ю-ХПБ	2,633	5	4149	3432	3321	32,8	0,221	13,43	6,32	15,82

По данным эксперимента получены следующие результаты:

по горизонту Ю-IX коэффициент объёмного сжатия равен $13,64 \cdot 10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$.

горизонт Ю-ХПБ коэффициент объёмного сжатия варьируют от 13,12 до $16,61 \cdot 10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$, составляя в среднем $14,59 \cdot 10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$.

Определение сжимаемости породы необходимо для интерпретации гидродинамических исследований и моделирования пластового давления. В настоящем отчете данный параметр (коэффициент сжимаемости) использован при достижении адаптации пластового давления к фактическим значениям (метод материального баланса).

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой, показатель смачиваемости) рекомендуются использовать в гидродинамических расчетах.

2.4 Запасы нефти и газа

Первая оперативная оценка запасов была проведена в 2003 году по 6 продуктивным горизонтам (Ю-IV, Ю-V, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI, Ю-XII) по результатам бурения 9 скважин. Запасы углеводородов были утверждены ГКЗ (протокол № 281-03-П от 18.12.2003г) и приняты на Госбаланс РК.

В 2004 году выполнен «Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения» (протокол ЦКР РК от 23.02.2005 г. №31). В рамках проекта пробурена одна разведочная скважина В.Сазтобе-1А.

В 2020 г. по результатам бурения 11 скважин и сейсморазведочных работ 3Д, проведенных в 2015 году произведен пересчет запасов углеводородного сырья месторождения Сазтобе Восточное по состоянию изученности на 02.01.2020 г.

Геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа согласно Протокола ГКЗ РК №2176-20-У от 06.05.2020 г. составили:

- нефти: по категориям C_1+C_2 – геологические 3933 тыс. т., извлекаемые 949 тыс. т
- растворенного газа: по категориям C_1+C_2 – геологические 235 млн. м³, извлекаемые 53 млн. м³;
- свободного газа: по категориям C_1+C_2 – геологические 6429 млн. м³, извлекаемые 4483 млн. м³;
- газа газовой шапки: по категориям C_1+C_2 – геологические 431 млн. м³, извлекаемые 300 млн. м³;
- конденсата: по категориям C_1+C_2 – геологические 2127 тыс.т., извлекаемые 1212 тыс.т;

Подсчет запасов нефти производился объемным методом по формуле:

$$Q_n = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \gamma_n \cdot \theta,$$

где:

Q_n – геологические запасы нефти, тыс.т;

F – площадь нефтеносности, тыс.м²;

h - средневзвешенная толщина, м;

m - коэффициент пористости, доли ед. ;

β_n - коэффициент насыщенности, доли ед.;

γ_n - удельный вес нефти в поверхностных условиях, т/м³;

θ -пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях, доли ед.

Геологические запасы газа, растворенного в нефти, определены по формуле:

$$Q_{р.гбал.} = Q_{нбал.} \cdot r$$

где:

r – газосодержание, определенное по глубинным пробам нефти, мЗ/т.

Извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти определены по формуле:

$$Q_{p.n}^{изв.} = Q_n^{изв.} \cdot r$$

где:

r – газосодержание, определенное по глубинным пробам нефти, мЗ/т.

Запасы свободного газа подсчитывались объемным методом по формуле:

$$V = S \cdot h \cdot K_{\Pi} \cdot K_{\Gamma} \cdot (P_n \cdot \lambda_n - P_k \cdot \lambda_k) \cdot f \cdot 9,87$$

где:

S – площадь газоносности, тыс.м²;

h – средневзвешенная газонасыщенная толщина, м;

K_{Π} – коэффициент открытой пористости (доли ед.);

K_{Γ} – коэффициент газонасыщенности (доли ед.);

P_n – начальное пластовое давление, МПа;

P_k – конечное остаточное давление, МПа;

λ_n, λ_k – поправки на отклонение газов от закона Бойля-Мариотта при начальном и конечном остаточном давлении (доли ед.);

f - температурная поправка для приведения объема газа к стандартной температуре (доли ед.);

9,87 – коэффициент перевода технических величин давления в физические.

Геологические запасы конденсата рассчитываются по формуле:

$$Q_k^{геол.} = Q_{\Gamma}^{геол.} \cdot K_{nm},$$

где:

$Q_{\Gamma}^{геол.}$ – геологические запасы газа (млн.м³);

K_{nm} - потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (г/м³)

Извлекаемые запасы стабильного конденсата определялись по формуле:

$$Q_k^{извл.} = Q_k^{геол.} \cdot \varphi,$$

где:

$Q_k^{геол.}$ - геологические запасы конденсата (тыс.т.);

φ - коэффициент извлечения конденсата (доли ед.).

Таблица 2.4.1 - Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа

Горизонт, залежь	Блок	Категория запасов	Зона	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефте-насыщенная толщина, м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефте-насыщенности, доли ед.	Плотность нефти в поверх-ностных условиях, г/см ³	Пересчетный коэффициент, доли ед.	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	КИН	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Начальные геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-II	район скв. С.В.-1, 1А, 3	C ₁	Н	437	3,5	1517	0,17	0,56	0,899	0,838	109	0,2	22	61,7	7	1,4
		C ₁	НВ	813	3	2479	0,17	0,56	0,899	0,838	178	0,2	36	61,7	11	2,2
		C ₂	НВ	1620	1,2	1985	0,17	0,56	0,899	0,838	142	0,1	14	61,7	9	0,9
Итого по Ю-II		C ₁		1250	3,2	3996					287		58		18	4
		C ₂		1620	1,2	1985					142		14		9	1
Ю-IIIА	район скв. С.В.-1, 1А, 3	C ₂	Н	413	1,8	759	0,16	0,55	0,899	0,838	50	0,1	5	61,7	3	0
		C ₂	НВ	2170	1,3	2717	0,16	0,55	0,899	0,838	180	0,1	18	61,7	11	1
Всего по Ю-IIIА		C ₂		2583	1,3	3476					230		23		14	1
Ю-IIIБ	район скв. С.В.-1, 1А, 3	C ₁	Н	206	2	412	0,20	0,68	0,899	0,838	42	0,2	8	61,7	3	0
		C ₁	НВ	801	2,3	1847	0,20	0,68	0,899	0,838	189	0,2	38	61,7	12	2
		C ₂	НВ	574	0,9	537	0,20	0,68	0,899	0,838	55	0,1	6	61,7	3	0
Всего по Ю-IIIБ		C ₁		1007	2,2	2259					231		46		15	2
		C ₂		574	0,9	537					55		6		3	0

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Итого по Ю-III		C ₁		1007	2,2	2259					231		46		15	2
		C ₂		3157	1,3	4013					285		29		17	1
Ю-IX	район скв. Т-1	C ₁	Н	164	6,3	1035	0,15	0,55	0,899	0,838	64	0,30	19	61,7	4	1
		C ₁	НВ	1144	10,4	11914	0,15	0,55	0,899	0,838	740	0,30	224	61,7	46	14
		C ₂	Н	32	0,9	30	0,15	0,55	0,899	0,838	2	0,15	0	61,7	0	0
		C ₂	НВ	545	1,1	604	0,15	0,55	0,899	0,838	38	0,15	6	61,7	2	0
Итого по Ю-IX		C ₁		1308	9,9	12949					804		243		50	15
		C ₂		577	1,1	634					40		6		2	0
Ю-XI	район скв. С.В.-5, НС-43, Т-1	C ₁	ГН	389	3,3	1267	0,14	0,56	0,899	0,838	75	0,30	23	61,7	5	1
		C ₁	Н	245	3,6	889	0,14	0,56	0,899	0,838	53	0,30	16	61,7	3	1
		C ₁	НВ	290	2,9	837	0,14	0,56	0,899	0,838	49	0,30	15	61,7	3	1
		C ₂	ГН	453	2,0	921	0,14	0,56	0,899	0,838	54	0,15	8	61,7	3	0
		C ₂	Н	213	3,8	799	0,14	0,56	0,899	0,838	47	0,15	7	61,7	3	0
		C ₂	НВ	429	2,4	1032	0,14	0,56	0,899	0,838	61	0,15	9	61,7	4	1
Итого по Ю-XI		C ₁		924	3,2	2993					177		54		11	3
		C ₂		1095	2,5	2752					162		24		10	1
Ю-XIIА	район скв. С-4	C ₂	Н	624	2,6	1628	0,16	0,62	0,900	0,866	126	0,16	20	57,4	7	1
		C ₂	НВ	98	2,2	213	0,16	0,62	0,900	0,866	16	0,16	3	57,4	1	0
Всего по Ю-XIIА		C ₂		722	2,5	1841					142		23		8	1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-XIIБ	район скв. С-2, 5	C ₁	Н	1057	9,1	9638	0,18	0,71	0,900	0,866	960	0,31	300	57,4	55	17
		C ₁	НВ	349	7,7	2679	0,18	0,71	0,900	0,866	267	0,31	84	57,4	15	5
		C ₂	Н	180	2,9	523	0,18	0,71	0,900	0,866	52	0,16	8	57,4	3	0
		C ₂	НВ	649	5,7	3685	0,18	0,71	0,900	0,866	367	0,16	57	57,4	21	3
Всего по Ю-XIIБ		C ₁		1406	8,8	12317					1227		384		70	22
		C ₂		1003	4,4	4375					436		68		25	3
Итого по Ю-XII		C ₁		1406	8,8	12317					1227		384		70	22
		C ₂		1725	3,6	6216					578		91		33	4
Итого по месторождению		C ₁									2726		785		164	46
		C ₂									1207		164		71	7

Таблица 2.4.2 - Сводная таблица подсчета запасов свободного газа и конденсата

Горизонт, залежь	Блок	Категория запасов	Зона	Площадь газоносности, тыс.м²	Средневзв. газонас. толщина, м	Газонас. объем, тыс.м³	Кoeff. пористости, доли ед.	Кoeff. газонас., доли ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от з-на Бойля Мариотта		Температурная поправка	Кoeff. перевода техн.ед. давления в физич.	Начальные геологические запасы пластового газа млн.м³	КИГ д.ед.	Начальные извлекаемые запасы пластового газа млн.м³	Мольная доля «сухого» газа в пластовом газе	Начальные геологические запасы сухого газа, млн.м³	Начальные извлекаемые запасы сухого газа, млн.м³	Потенциальное содержание конденсата г/м³	Начальные геолог. запасы стабильного конденсата тыс.т	КИК д.ед.	Начальные извлекаемые запасы конденсата тыс.т
									начальное	конечное	при начальн. давлении	при конечн. давлении												
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
Ю-IV	р-н скв. С.В-1, 1А, 3	C ₁	ГВ	1577	5,8	9212	0,25	0,85	31,0	0,1	1,138	1	0,807	9,87	548	0,74	403	0,940	515	379	376,1	206	0,70	144
Итого по Ю-IV		C ₁		1577	5,8	9212									548		403		515	379		206		144
Ю-V	р-н скв. С.В-1, 1А, 3	C ₁	ГВ	948	1,5	1451	0,18	0,72	31,3	0,1	1,138	1	0,804	9,87	53	0,74	39	0,940	50	37	376,1	20	0,70	14
Итого по Ю-V		C ₁		948	1,5	1451									53		39		50	37		20		14
Ю-VIA	р-н скв. С.В-1, 1А, 3	C ₂	ГВ	697	1,4	942	0,21	0,73	31,8	0,1	1,125	1	0,802	9,87	41	0,74	30	0,950	39	29	341,3	14	0,70	10
Итого по Ю-VIA		C ₂		697	1,4	942									41		30		39	29		14		10
Ю-VIIА	р-н скв. С.В-1, 1А, 3	C ₁	ГВ	1673	1,7	2787	0,17	0,62	33,0	0,1	1,125	1	0,795	9,87	85	0,69	59	0,950	81	56	341,3	29	0,55	16
		C ₂	ГВ	2469	1	2380	0,17	0,62	33,0	0,1	1,125	1	0,795	9,87	73	0,69	51	0,950	69	48	341,3	25	0,55	14
Итого по Ю-VIIА горизонту		C ₁		1673	1,7	2787									85		59		81	56		29		16
		C ₂		2469	1,0	2380									73		51		69	48		25		14
Ю-VIIБ	р-н скв. С.В-5, НС-43	C ₁	Г	1503	8,2	12388	0,17	0,67	35,2	0,1	1,134	1	0,791	9,87	439	0,69	304	0,960	422	292	251,6	111	0,55	61
		C ₂	Г	385	1,5	575	0,17	0,67	35,2	0,1	1,134	1	0,791	9,87	20	0,69	14	0,960	19	13	251,6	5	0,55	3
	р-н скв. С.В-1, 1А, 3	C ₂	Г	1621	1,7	2728	0,17	0,62	33,3	0,1	1,125	1	0,793	9,87	84	0,69	58	0,950	80	55	341,3	29	0,55	16
		C ₂	ГВ	196	0,6	123	0,17	0,62	33,3	0,1	1,125	1	0,793	9,87	4	0,69	3	0,950	4	3	341,3	1	0,55	1
Всего по Ю-VIIБ горизонту		C ₁		1503	8,2	12388									439		304		422	292		111		61
		C ₂		2202	1,6	3426										108		75		103	71		35	
Итого по Ю-VII		C ₁		3176	4,8	15175									524		363		503	348		140		77
		C ₂		4671	1,2	5806										181		126		172	119		60	
Ю-IX	р-н скв. С.-4	C ₂	Г	256	2,8	716	0,15	0,47	35,2	0,1	1,134	1	0,788	9,87	16	0,69	11	0,960	15	11	251,6	4	0,55	2
		C ₂	ГВ	812	4,4	3552	0,15	0,47	35,2	0,1	1,134	1	0,788	9,87	78	0,69	54	0,960	75	52	251,6	20	0,55	11
	р-н скв. НС-43	C ₁	Г	797	8,6	6825	0,16	0,52	35,3	0,1	1,134	1	0,788	9,87	176	0,69	122	0,960	169	117	251,6	44	0,55	24
		р-н скв. С.В-1, 1А, 3	C ₁	Г	510	16,1	8224	0,16	0,65	34,0	0,1	1,111	1	0,790	9,87	251	0,69	174	0,950	238	165	306,4	77	0,55
	C ₁		ГВ	1529	12,8	19514	0,16	0,65	34,0	0,1	1,111	1	0,790	9,87	596	0,69	413	0,950	566	392	306,4	183	0,55	101
	C ₂		Г	555	15,1	8354	0,16	0,65	34,0	0,1	1,111	1	0,790	9,87	255	0,69	177	0,950	242	168	306,4	78	0,55	43
	C ₂		ГВ	6368	5	31555	0,16	0,65	34,0	0,1	1,111	1	0,790	9,87	964	0,69	668	0,950	916	635	306,4	295	0,55	163
Итого по Ю-IX		C ₁		2836	12,2	34563									1023		709		973	674		304		168
		C ₂		7991	5,5	44177										1313		910		1248	866		397	

Продолжение таблицы 2.4.2

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
Ю-Х	р-н скв. С.В-1, 1А, 3	C ₁	Г	1305	2,5	3254	0,16	0,61	34,7	0,1	1,111	1	0,787	9,87	95	0,69	66	0,950	90	63	306,4	29	0,55	16
		C ₁	ГВ	710	0,9	652	0,16	0,61	34,7	0,1	1,111	1	0,787	9,87	19	0,69	13	0,950	18	12	306,4	6	0,55	3
		C ₂	Г	1134	1,8	2081	0,16	0,61	34,7	0,1	1,111	1	0,787	9,87	61	0,69	42	0,950	58	40	306,4	19	0,55	11
		C ₂	ГВ	722	0,9	656	0,16	0,61	34,7	0,1	1,111	1	0,787	9,87	19	0,69	13	0,950	18	12	306,4	6	0,55	3
Итого по Ю-Х		C ₁		2015	1,9	3906									114		79		108	75		35		19
		C ₂		1856	1,5	2737									80		55		76	52		25		14
Ю-ХІ	район скв. С.В-1, 1А, 3	C ₁	Г	1869	6,8	12731	0,18	0,68	34,7	0,1	1,111	1	0,784	9,87	464	0,69	322	0,950	441	306	306,4	142	0,55	79
		C ₁	ГВ	535	4,2	2233	0,18	0,68	34,7	0,1	1,111	1	0,784	9,87	81	0,69	56	0,950	77	53	306,4	25	0,55	14
		C ₂	Г	893	11,0	9782	0,18	0,68	34,7	0,1	1,111	1	0,784	9,87	356	0,69	247	0,950	338	235	306,4	109	0,55	60
		C ₂	ГВ	796	4,8	3847	0,18	0,68	34,7	0,1	1,111	1	0,784	9,87	140	0,69	97	0,950	133	92	306,4	43	0,55	24
Итого по Ю-ХІ		C ₁		2404	6,2	14964									545		378		518	359		167		93
		C ₂		1689	8,1	13629									496		344		471	327		152		84
Ю-ХІІА	район скв. С.В-5, НС-43	C ₁	Г	271	6,6	1789	0,17	0,63	35,6	0,1	1,134	1	0,784	9,87	60	0,69	42	0,960	58	40	251,6	15	0,55	8
		C ₁	ГВ	816	7,6	6209	0,17	0,63	35,6	0,1	1,134	1	0,784	9,87	207	0,69	143	0,960	199	137	251,6	52	0,55	29
	район скв. С.В-3	C ₁	Г	415	18,1	7518	0,21	0,74	34,7	0,1	1,138	1	0,784	9,87	356	0,69	247	0,940	335	232	376,1	134	0,55	74
		C ₁	ГВ	1324	12,4	16468	0,21	0,74	34,7	0,1	1,138	1	0,784	9,87	780	0,69	541	0,940	733	509	376,1	293	0,55	162
Итого по Ю-ХІІА		C ₁		2826	11,3	31984									1403		973		1325	918		494		273
Итого по месторождению		C ₁													4210		2944		3992	2790		1366		788
		C ₂													2111		1465		2006	1393		648		361

Таблица 2.4.3 - Сводная таблица подсчета запасов газа газовой шапки и конденсата

Горизонт, залежь	Блок	Категория запасов	Зона	Площадь газоносности, тыс.м2	Средневзв. газонас. толщина, м	Газонас. объем, тыс.м3	Коефф. пористости, доли ед.	Коефф. газонас., доли ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от з-на Бойля Мариотта		Температурная поправка	Коефф. перевода техн.ед. давления в физич.	Начальные геологические запасы пластового газа млн.м3	КИГ д.ед.	Начальные извлекаемые запасы пластового газа млн.м3	Мольная доля «сухого» газа в пластовом газе	Начальные геологические запасы сухого газа, млн.м3	Начальные извлекаемые запасы сухого газа, млн.м3	Потенциальное содержание конденсата г/м³	Начальные геологические запасы стабильного конденсата тыс.т	КИК д.ед.	Начальные извлекаемые запасы конденсата тыс.т
									началь-ное	конеч-ное	при начальн. давлении	при конечн. давлении												
Ю-ХІ	район скв. С.В-5, НС-43, Т-1	С1	Г	1233	9,6	11873	0,15	0,59	35,5	0,1	1,134	1	0,786	9,87	327	0,69	227	0,960	314	218	251,6	82	0,55	45
		С1	ГН	336	4,1	1370	0,15	0,59	35,5	0,1	1,134	1	0,786	9,87	38	0,69	26	0,960	36	25	251,6	10	0,55	6
		С2	Г	192	8,6	1643	0,15	0,59	35,5	0,1	1,134	1	0,786	9,87	45	0,69	31	0,960	43	30	251,6	11	0,55	6
		С2	ГН	507	2,8	1437	0,15	0,59	35,5	0,1	1,134	1	0,786	9,87	40	0,69	28	0,960	38	27	251,6	10	0,55	6
Итого по Ю-ХІ		С1		1569	8,4	13243									365		253		350	243		92		51
		С2		699	4,4	3080										85		59		81	57		21	
Итого по месторождению		С1													365		253		350	243		92		51
		С2													85		59		81	57		21		12

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

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

3.1.1 Исследования методом регистрации КВД и МУО за отчетный период

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов

Анализ результатов гидродинамических исследований проведен на базе данных, представленных компанией ТОО «Казахтуркмунай».

Проводимые гидродинамические исследования скважин на месторождении позволяют получить оценку фильтрационных параметров призабойных и удаленных зон скважин, коэффициентов продуктивности скважин и энергетического состояния залежи.

За отчетный период (01.01.2020-31.12.2025гг) на месторождении с целью оценки продуктивных и фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов проведены 6 гидродинамических исследований методами регистрации КВД (кривая восстановления давления) и МУО (метод установившихся отборов).

В 2020г проведено ГДИ методом МУО и КВД в скважине №43, вскрывшей газоконденсатную залежь. С начала исследования скважина работала на 10 мм штуцере, далее отработка на штуцерах 8, 10 и 12 мм. После регистрации забойного давления на глубине 3010.0 м скважина была закрыта для регистрации КВД. По результатам КВД на скважине 43 значение проницаемости составляет $0,36 \cdot 10^{-3}$ мкм², гидропроводности – $0,0306$ мкм²*м/мПа*с, скин-фактора 4,14, что свидетельствует об ухудшенном состоянии призабойной зоны пласта.

В 2021г выполнено гидродинамическое исследование методом КВД скважины №105, пробуренной в пределах нефтяной залежи. По результатам КВД значение проницаемости составляет $0,324 \cdot 10^{-3}$ мкм², гидропроводности – $0,07$ мкм²*м/мПа*с, скин-фактора имеет отрицательное значение равное -5,45, что свидетельствует об улучшенном состоянии ПЗС.

В 2023г проведено два ГДИ: с записью МУО и КВД в оценочной скважине ОС-1, пробуренной в интервале нефтяного пласта, и КВД в скважине №2.

По результатам КВД оценочной скважины значение проницаемости составляет $0,168 \cdot 10^{-3}$ мкм², скин-фактора -4,45, что обусловлено хорошим состоянием околоствольной части коллектора, давление насыщения нефти газом отмечается высоким $126,4$ кг/см², что отражает ожидаемое снижение пластового давления ниже давления насыщения при дальнейшей разработке.

По результатам интерпретации КВД в скважине 2, приняты следующие фильтрационные параметры пласта и его околоствольной части: значение проницаемости составляет $0,52 \cdot 10^{-3}$ мкм², гидропроводности – $0,086$ мкм²*м/мПа*с, скин-фактора имеет отрицательное значение равно $-3,94$.

В 2025г проведены гидродинамические исследования методом МУО в скважинах №3, №5. В скважине №3 после регистрации изменения давления в скважине на глубине установки манометра при смене режимов работы скважины и последующей остановке, исследование методом КВД целенаправленно не было проведено, для оценки фильтрационных свойств и энергетического состояния проведена интерпретация небольшого участка КВД между режимами, полученные данные являются оценочными. Так, оценочное значение проницаемости составляет $1,44 \cdot 10^{-3}$ мкм², скин-фактора $-4,31$, что отражает улучшенные фильтрационные условия в околоствольной зоне. Также отмечено высокое давление насыщения газом – 203 кг/см², что требует обеспечения эффективной системы поддержания пластового давления во избежание увеличения дебита газа.

При исследовании скважины №5 сильная зашумленность замера, обусловленная пульсацией забойного давления при добыче газожидкостной смеси, не позволила выполнить надежную интерпретацию, поэтому получение результатов не представилось возможным.

Таблица 3.1.1 – Количество и виды проведенных гидродинамических исследований с начала разработки

Виды исследования	№ скважин									Всего
	Нефтяная залежь					Газоконденсатная залежь				
	2	102	Тыныш-тык-1	105	ОС-1	Нсановская-43	1А	3	5	
	I объект		II объект		III объект	II объект				
КВД, КВУ	2	-	4	1	1	5	3	1	1	18
МУО	-	-	-	-	1	2	-	1	1	5
Замер пластового давления	-	-	6	3	-	3	3	1	1	17
Замер забойного давления	3	-	17	-	-	26	26	18	17	107
Замер статического уровня	19	5	11	22						57
Замер динамического уровня	88	9	15	14						126
Всего по объектам:	126		93		2	109				330

Результаты проведенных гидродинамических исследований по месторождению приведены в таблице 3.3.2.

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований

Наименование	Нефтяная залежь									Газоконденсатная залежь		
	I объект (горизонт Ю-ХП)			II объект (горизонт Ю-IX)			III объект (горизонт Ю-ШБ)			II объект (горизонт Ю-ХПА)		
	Количество иссл.	Интервал изменения	Среднее значение	Количество иссл.	Интервал изменения	Среднее значение	Количество иссл.	Интервал изменения	Среднее значение	Количество иссл.	Интервал изменения	Среднее значение
Начальное пластовое давление, МПа	1	-	35,3	1	-	29,2				8	35,03-35,68	35,31
Текущее пластовое давление, МПа	11	-	28,9	5	-	26,6	-	-	31,9	-	-	27
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	2	-	2,6	5	0,79-1,6	0,95	1	-	0,09	9	1,36-8,5	2,57
Удельная продуктивность, м ³ /(м*сут*МПа)	2	-	0,171	5	0,033-0,14	0,05						
Коэффициент гидропроводности. 10 ⁻⁹ мД/(Па*с)	2	-	0,023	5	0,0036-0,0452	0,04	-	-	-	7	0,03-34,6	6,02
Коэффициент пьезопроводности, м ² /мин	2	-	0,242	5	0,134-16	3,31	-	-	-	4	0,04-2,84	0,9
Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	2	-	2,23	5	0,324-2,39	1,98	1	-	0,17	7	0,5-51,78	13,12

Замеры забойного и пластового давления проводились манометрами «АМТ-3131», «PPS». Замеры динамического уровня проводились прибором марки «КВАНТОР-4 микро». При исследовании методом КВД скважина была закрыта на 1-2 дня. Обработка полученной кривой изменения давления проводилась методом Хорнера.

По месторождению гидродинамическими исследованиями охвачены нефтяные залежи продуктивных горизонтов Ю-IX на III блоке, Ю-ХП-Б на I блоке, горизонт Ю-ШБ и газоконденсатная залежь продуктивного горизонта Ю-ХПА.

Нефтяные залежи. Гидродинамические параметры I объекта (горизонта Ю-ХП-Б) изучены по скважине 2, где исследования проведены в 2017г и 2023г. По результатам исследований МУО и КВД значение коэффициента продуктивности по нефти равно 2,6 м³/(сут*МПа) и 0,43 м³/(сут*МПа), соответственно, проницаемость снизилась со значения 2,23*10⁻³ мкм² до 0,52 *10⁻³ мкм². Скин-фактор имеет отрицательное значение, что говорит

о хорошем состоянии призабойной зоны скважины на время проведения исследования.

По II объекту (горизонт Ю-IX) исследования проводились в скважине Тыныштык-1 в сентябре и ноябре 2017г, 2 КВД и 2 МУО и в скважине №105 в ноябре 2021 года методом КВД. Продуктивность пласта по результатам исследований в среднем составляет $0,95 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, проницаемость $1,98 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Скин-эффект забоя скважины Тыныштык-1 имеет положительное значение (+20), что может быть объяснено разгазированием нефти на забое скважины, в результате низкого забойного давления и как следствие возникновением кольтатационных эффектов в призабойной зоне скважины. По скважине №105 скин фактор имеет отрицательное значение.

По III объекту (горизонт Ю-ШБ) гидродинамические параметры изучены по результатам записи КВД оценочной скважины ОС-1 в 2023г, где значение проницаемости составило $0,168 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, скин-фактора -4,45, что обусловлено хорошим состоянием околоствольной части коллектора, давление насыщения нефти газом отмечается высоким $126,4 \text{ кг/см}^2$, что отражает ожидаемое снижение пластового давления ниже давления насыщения при дальнейшей разработке.

Газоконденсатные залежи. Гидродинамические параметры изучены по II объекту (горизонт Ю-ХПА) скважинам Нсановская-43, 1А, 3, 5. В целом по объекту коэффициент проницаемости изменяется в интервале $0,5-51,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее значение – $13,12 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Полученные значения продуктивности по 3 скважинам в среднем составляют $2,6 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. Средневзвешенное значение гидропроводности составляет $6,02 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}$. Коэффициент пьезопроводности в среднем составляет $0,9 \text{ м}^2/\text{мин}$.

Характеристика энергетического состояния залежей

Оценка энергетического состояния нефтяных и газоконденсатных залежей осуществлена с использованием замеров пластового давления в добывающих скважинах. Для определения пластовых и забойных давлений были произведены замеры с помощью глубинных манометров и замеры уровней жидкости с последующим расчетом через них давлений.

Всего по нефтяным залежам с целью определения пластового и забойного давления были проведены 18 замеров пластового и 24 замеров забойного давлений с помощью глубинных манометров, 57 замеров статического и 126 замеров динамического уровней жидкости в затрубном пространстве. Из них за анализируемый период проведены 5 замеров пластового давления с помощью глубинных манометров, 49 замеров статического и 55 замеров динамического уровней жидкости в затрубном пространстве.

По газоконденсатным залежам проведено 8 замеров пластового и 82 замера забойного давления с помощью глубинных манометров.

Как известно, при определении пластового давления допускаются погрешности при учете плотности жидкости. Как видно из формулы 2, плотность жидкости напрямую зависит от обводненности. Из этого следует, что чем больше обводненность продукции, тем больше плотность жидкости, соответственно расчетные давления имеют большие значения. Учитывая вышеописанное, пластовые давления, рассчитанные по статическим отбивкам, являются лишь оценочными и используются для обобщенного анализа.

Пересчет динамических и статических уровней в забойные и пластовые давления, приведенные на отметку середины интервала перфорации и ВНК произведены следующим образом.

$$P_{\text{прив}} = P_{\text{зам}} + 0,1 \cdot p_{\text{ж}} \cdot (H_{\text{прив}} - H_{\text{зам}}), (1)$$

где

$$p_{\text{ж}} = p_{\text{в}} - W \cdot (p_{\text{в}} - p_{\text{н}})/100 - \text{плотность жидкости, г/см}^3, (2)$$

$p_{\text{в}}$ – плотность воды, г/см³;

$p_{\text{н}}$ – плотность нефти, г/см³;

W – обводненность продукции, %.

Объект I

Начальное пластовое давление, замеренное при опробовании в скважине 2 в 2006 г. составило 35,3 МПа. Всего по I объекту на дату отчета было произведено 24 замеров статистическим путем. Текущее пластовое давление по последним замерам статического уровня жидкости составляет 28,9 МПа. Забойное давление, определенное замером динамических уровней за отчетный период, варьируется в пределах 6,7 до 22,7 МПа и на дату отчета в среднем составляет 13,9 МПа.

На рисунке 3.3.1 представлена динамика пластового и забойного давлений по I объекту.

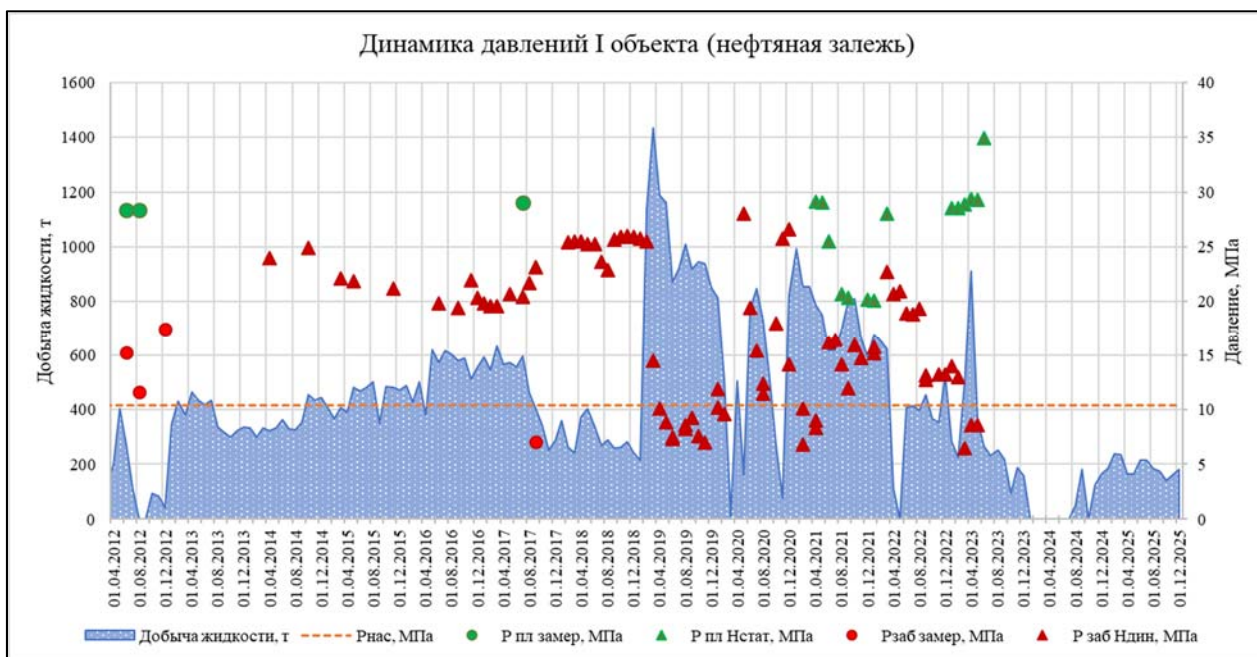


Рисунок 3.1.1 - Динамика пластового и забойного давлений по I объекту нефтяной залежи

Объект II

Всего по II объекту было произведено 9 прямых замеров пластового давления, из них за анализируемый период проведены 5 замеров пластового давления. Текущее пластовое давление по последним замерам, выполненным по скважинам Тыныштык-1 и скважине №105 равно 26,6 МПа.

На рисунке 3.3.2 представлена динамика пластового и забойного давлений по I объекту.

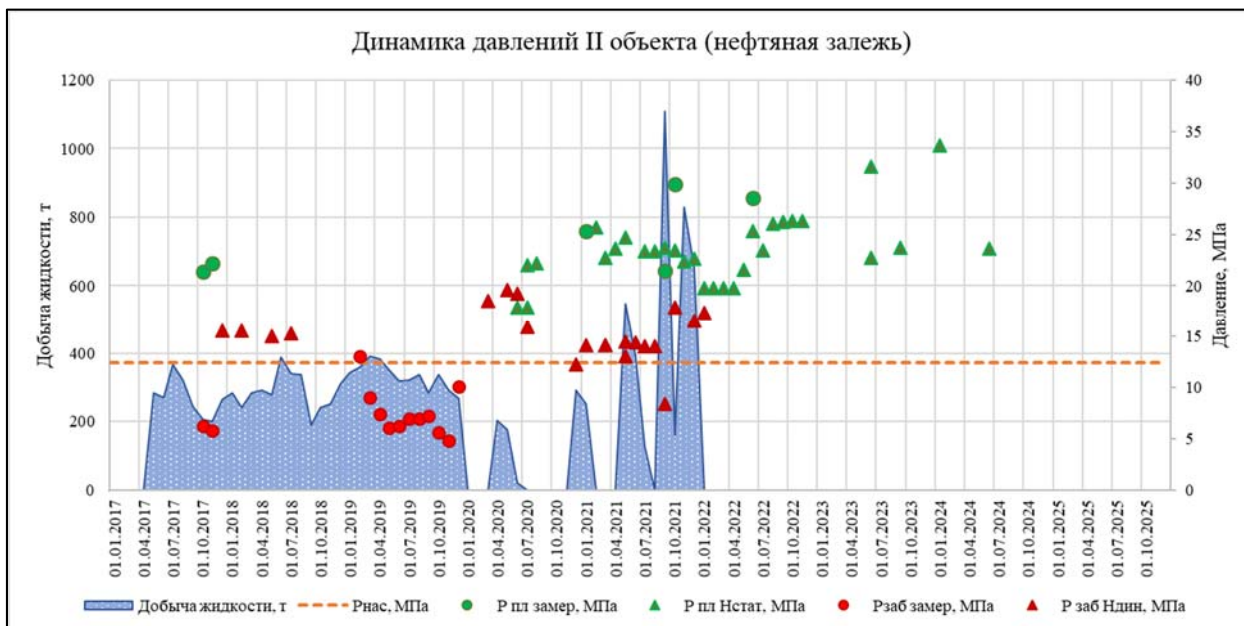


Рисунок 3.1.2 - Динамика пластового и забойного давлений по II объекту нефтяной залежи

По результатам гидродинамических исследований и замеров статических уровней построены карты изобар для каждого блока, которые приложены к данному отчету (граф.прил.№16).

Таким образом, нефтяные залежи месторождения разрабатываются на естественном водонапорном режиме. Пластовое давление по I объекту снизилось от начального примерно на 6,4 МПа, по II объекту на 2,9 МПа, что свидетельствует о хорошем энергетическом состоянии разрабатываемых объектов.

По причине затруднения спуска манометра в скважину №2, эксплуатируемую механизированным способом, рекомендуется корректно проводить замеры уровней жидкости, чтобы определить истинные давления на забоях и в пласте. В дальнейшем рекомендуется продолжить проводить замеры давлений согласно проектному документу и «Единым правилам...» для эффективного контроля за разработкой залежи.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

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

На 01.01.2026г весь пробуренный фонд скважин на месторождении составляет 14 ед. На нефтяные залежи эксплуатируется 4 скважины, в действующем фонде находится 1 скважина 102), в бездействии 3 скважины (скважина Тын-1 из-за отсутствия притока, скважина 105 и 2 из-за высокой обводненности). Скважина 102 эксплуатируется механизированным способом с помощью УЭЦН.

В декабре 2020г в эксплуатацию введена скважина 105, пробуренная в 2019г, с начальным дебитом нефти 1,3 т/сут и обводненностью 96,3%. С января 2022г скважина находится в бездействии по причине высокой обводненности.

В сентябре 2022 из бурения в эксплуатацию введена скважина 102 с начальным дебитом нефти 4,8 т/сут и обводненностью 24%.

Также в 2022г пробурена оценочная скважина ОС-1, на дату составления настоящего отчета находится в бездействии.

Разработка газоконденсатной залежи по II объекту осуществляется 4 скважинами. Скважины 3, 5, 43 работают фонтанным способом, скважина 1А эксплуатируется УЭЦН.

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

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г

Показатели	Всего, ед.	Нефтяные залежи			Газоконденсатные залежи
		I объект	II объект	III объект	II объект
Эксплуатационный фонд скважин, всего	10	3 (102, 2, ГС-1)	2 (Тын-1, 105)	1 (ОС-1)	4 (1А, 3, 5, 43)
а) действующие	5	1 (102)	-	-	4 (1А, 3, 5, 43)
<i>в т.ч. фонтанные</i>	3	-	-	-	3 (3, 5, 43)
<i>УЭЦН</i>	2	1 (102)	-	-	1 (1А)
б) бездействующие	4	1 (2)	2 (Тын-1, 105)	1 (ОС-1)	-
<i>в т.ч. УЭЦН</i>	1	-	1 (105)	-	-
<i>Плунжер лифт</i>	1	-	1 (Тын-1)	-	-
в) в освоении	1	1 (ГС-1)	-	-	-
Итого пробурено:	10				

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин

В 2006г в **скважине 2** проведены испытания в продуктивных интервалах горизонта Ю-ХПБ, где с нижнего интервала 3253-3276 м получен незначительный приток воды объемом 9м³, в верхнем интервале 3225-3245 м приток жидкости с дебитом 20-29 м³/сут с обводненностью 5-7%.

По результатам опробования скважина введена в эксплуатацию в середине 2011г на горизонт Ю-ХПБ нефтяной залежи фонтанным способом с начальным дебитом нефти 15,4 т/сут и обводненностью 12%. В 2013г скважина переведена на механизированный способ эксплуатации - ЭВН. В январе 2019г в целях интенсификации добычи нефти в скважине проведено геолого-техническое мероприятие по смене насоса – на глубину 3000 м спущен электроцентробежный насос (ЭЦН), который оборудован онлайн датчиком ТМС.

По динамике добычи нефти в 2019г был увеличен отбор жидкости, и после этого наблюдается резкий рост обводненности.

В рамках ПР-2020г в 2021г было заложено проведение ГРП, но фактически не проведен, по графику заметно, что с начала 2020 года резко падает дебит нефти, из-за высокой обводненности, но к началу 2021г дебит нефти начал стабилизироваться. В мае 2022г из-за остановки скважины по причине смены УЭЦН на УЭОВН добыча нефти упала, как видно на графике, обводненность составила более 77,3 %. В мае 2023г скважину перевели на фонтанный способ эксплуатации, дебит нефти составляет 0,8 т/сут, обводненность – 13,8%.

На дату текущего отчета скважина находится бездействующем фонде с IV квартала 2023 г., накопленная добыча нефти составила 42,3 тыс.т, газа – 4,7 тыс.м³.

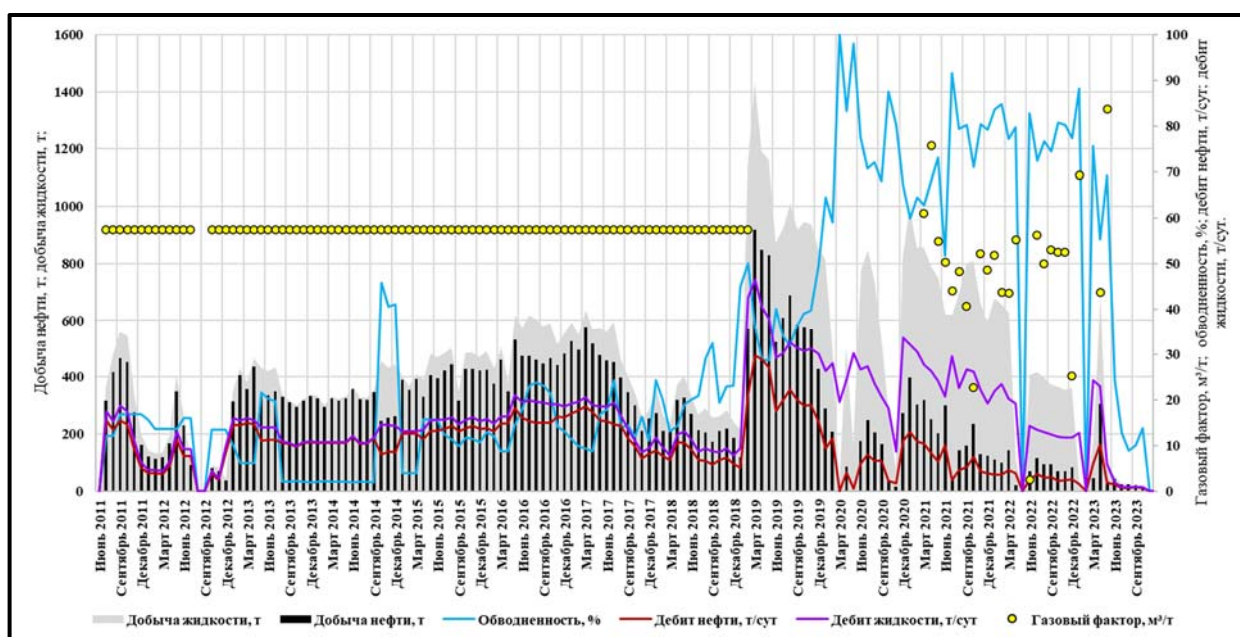


Рисунок 3.2.1 - График эксплуатации скважины 2

Скважина Тын-1 введена из бурения в 1991г в присводовой части структуры Тыныштык с целью изучения геологического строения поднятия, поисков залежей нефти и газа в подсолевых нижнепермских отложениях (проектная глубина 4070 м). Эксплуатационная колонна была спущена до глубины 3776 м, где в интервалах 3708-3779, 3712-3716, 3727-3732, 3738-3740, 3750-3760 м при опробовании получены незначительные притоки воды с пленкой нефти. Проведенные мероприятия СКО не повлияли на приток из скважины. По этой причине, скважина была ликвидирована с установкой цементного моста на глубине 3660м.

В 2012г по результатам переинтерпретации ГИС материалов в скважине проведены испытания в интервалах, где ранее по ГИС выделялись газонасыщенные коллектора в отложениях юры, был получен приток нефти дебитом 4,7 м³/сут на 10мм штуцере в интервале 3183-3189 горизонта Ю-XI и 92,8 м³/сут на 6 мм штуцере в интервалах 3057-3072, 3100-3110 м горизонта Ю-IX. Скважина была законсервирована в связи с ожиданием перевода запасов в промышленные категории.

В мае 2017г скважина введена из консервации в эксплуатацию с начальным дебитом нефти 14,6 т/сут.

На дату отчета скважина находится в бездействующем фонде с середины 2020г. Накопленная добыча нефти составила 11,3 тыс.т, растворенного газа – 0,7 тыс. м³.

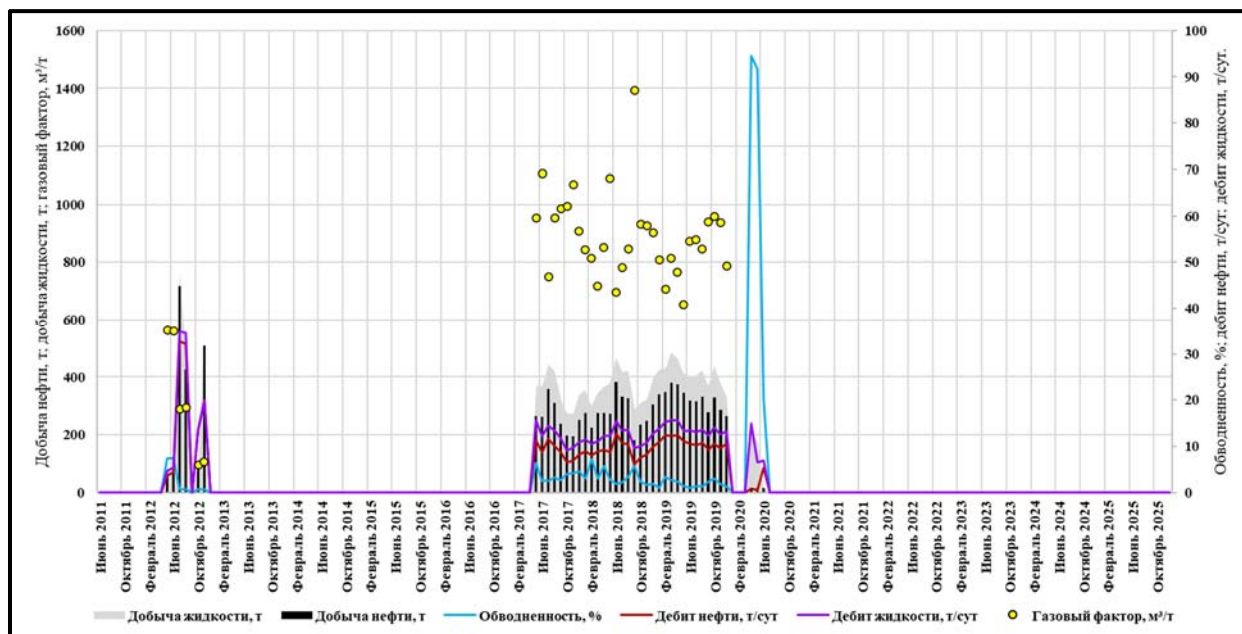


Рисунок 3.2.2 - График эксплуатации скважины Тын-1

Скважина 105 введена из бурения 01.12.2020г с дебитом 1,3 т/сут и обводненностью 96,3%, вскрывшая горизонт Ю-XI, в 2021г по причине высокой обводненности, горизонт Ю-XI был изолирован. В июле 2021г путем проведения ПВР в интервалах: 3102-3113м, 3092-3095м, а также мини ГРП в августе того же года, был введен в разработку горизонт Ю-

IX. Положительный эффект от проведения ГТМ отсутствовал. Накопленная добыча нефти составила 0,3 тыс.т, добыча жидкости составила 4,4 тыс.т, с января 2022г скважина находится в бездействии по причине обводнения. По ГИС открытого ствола нефтенасыщенные коллектора в других горизонтах отсутствуют.

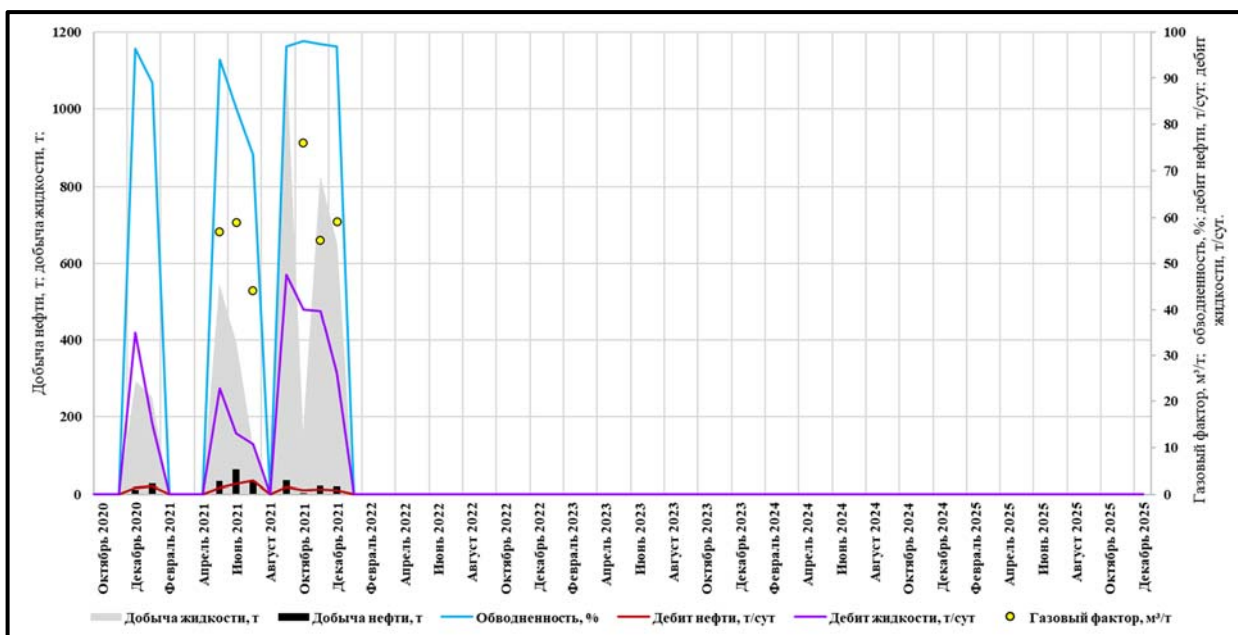


Рисунок 3.2.3 - График эксплуатации скважины №105

Скважина 102. В рамках ПР-2020г бурение данной скважины было запланировано в 2023г, целевым объектом являлся I объект, горизонт Ю-ХПБ. Проектный дебит нефти – 27,8 т/сут. Фактически скважина была пробурена с опережением и введена в эксплуатацию в сентябре 2022г с начальным дебитом нефти 4,8 т/сут и обводненностью 24%, текущий дебит нефти составляет 6,6 т/сут и обводненность – 6,9%. На 01.01.2026г накопленная добыча нефти составляет 4,6 тыс.т, дебит нефти 5,7 т/сут, накопленная добыча газа составила 6,3 тыс. м³.

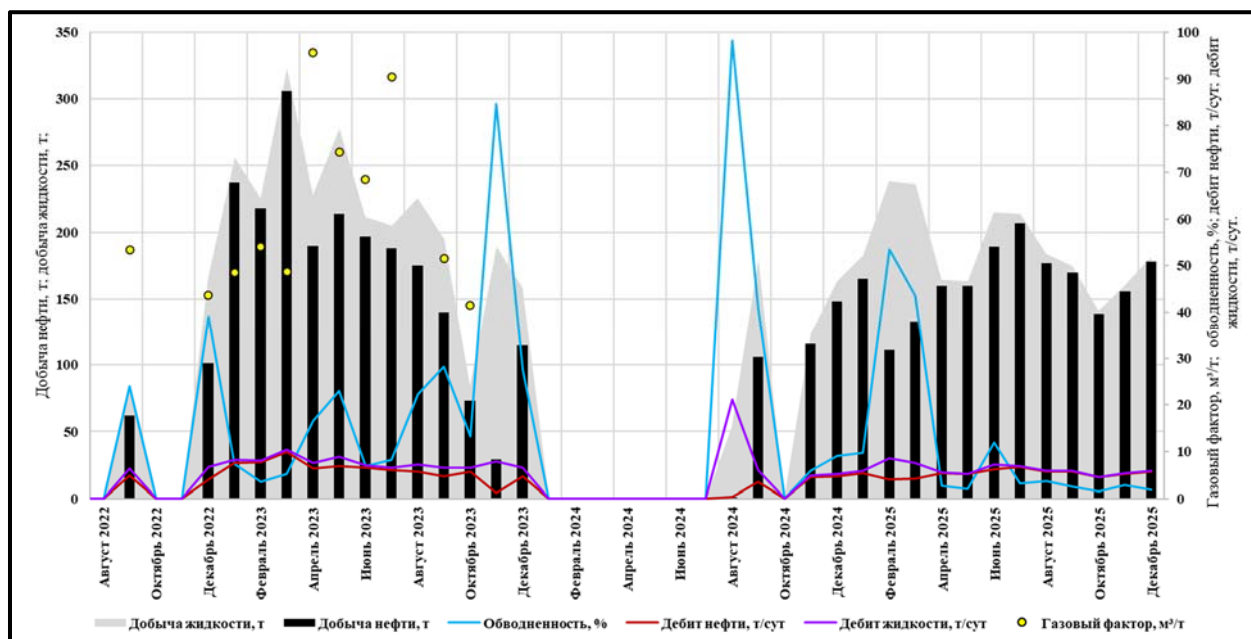


Рисунок 3.2.4 - График эксплуатации скважины №102

Эксплуатационный фонд газоконденсатных скважин

По результатам геофизических исследований в скважине -1, в 2009г из бурения введена скважина-дублер 1А, которая при испытании подтвердила ранее выявленные продуктивные интервалы горизонта Ю-XI, Ю-IX, Ю-VIII.

Скважина 1А введена в эксплуатацию в июле 2011г в продуктивных интервалах газоконденсатной залежи (горизонты Ю-IX, Ю-XI) с входным дебитом газа 50,2 тыс.м³/сут, конденсата – 21,1 т/сут. В ноябре 2019 года в скважине проводился ГРП в целях интенсификации добычи конденсата, в результате которого дебит конденсата увеличился в 2,3 раза, т.е. если до ГРП дебит конденсата составлял 6 т/сут, то после ГРП увеличился до 14 т/сут., в 2023 году на скважине сменили способ эксплуатации с фонтанного на УЭЦН.

На дату отчета накопленная добыча конденсата составляет 51,4 тыс.т, накопленная добыча газа – 198,8 млн.м³.

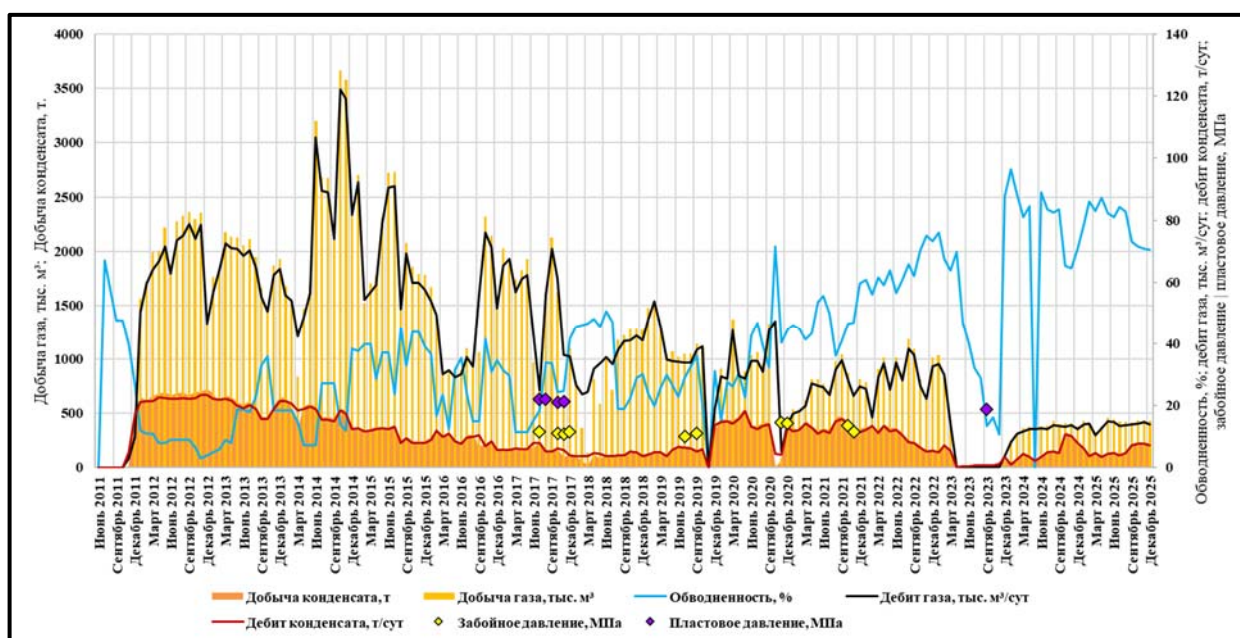


Рисунок 3.2.5 - График эксплуатации скважины 1А

Скважина 3 введенная из бурения в 1996г вскрыла высокопродуктивную газоконденсатную залежь в отложениях средней юры. Опробование в скважине подтвердило наличие продуктивной залежи в интервалах горизонтов: Ю-XII-A, Ю-X, Ю-XI, Ю-V, Ю-IV.

В середине 2011г скважина введена в совместную эксплуатацию на горизонты Ю-XII-A, Ю-X, Ю-XI, при этом дебит газа составил 115,3 тыс.м³/сут, конденсата – 64,2 т/сут.

На дату отчета накопленная добыча газа составила 724.3 млн.м³ при дебите 6,6 тыс.м³/сут и суммарный объем отобранного конденсата составил 238,7 тыс.т при его среднегодовом дебите 7,5 т/сут.

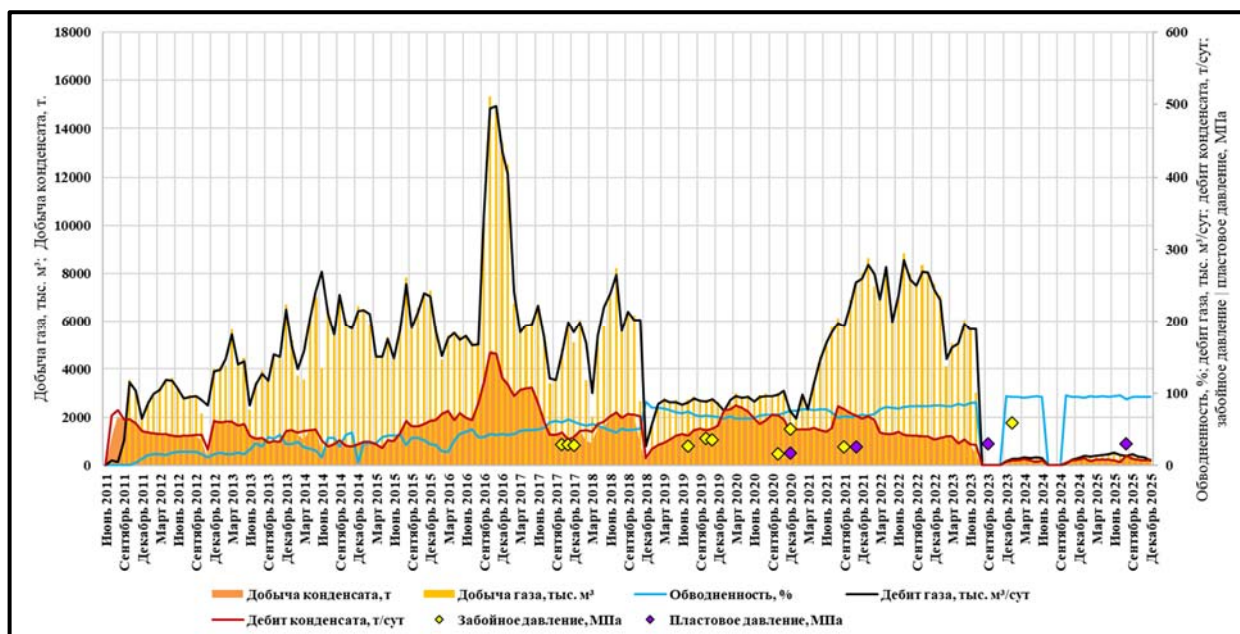


Рисунок 3.2.6 - График эксплуатации скважины 3

Скважина 5 пробурена на палеозойские отложения. При опробовании в интервалах подсолевых нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях получены

притоки пластовой воды с пленкой нефти. После выполнения разведочных задач в 1997г скважину временно законсервировали. В 2003г по результатам анализа материалов ГИС проведены работы по испытанию юрских горизонтов, где в интервалах горизонтов Ю-ХІІ-А, Ю-ХІ получен промышленный приток газа с разной степенью продуктивности.

В ноябре 2013г скважина 5 введена в совместную эксплуатацию на горизонты Ю-ХІІ-А, Ю-ХІ с входным дебитом газа 95,7 тыс.м³/сут, конденсата – 15,7 т/сут. Однако с 2014г по настоящее время скважина работает на горизонт Ю- ХІ в связи с изоляцией интервала горизонта Ю- ХІІ-А из-за прорыва воды после очередных перфорационных работ. Дебит скважины по газу на дату отчета составил 21 тыс.м³/сут, конденсата – 5,1 т/сут, накопленная добыча газа при этом составляет 171,6 млн.м³, конденсата – 30,2 тыс.т.

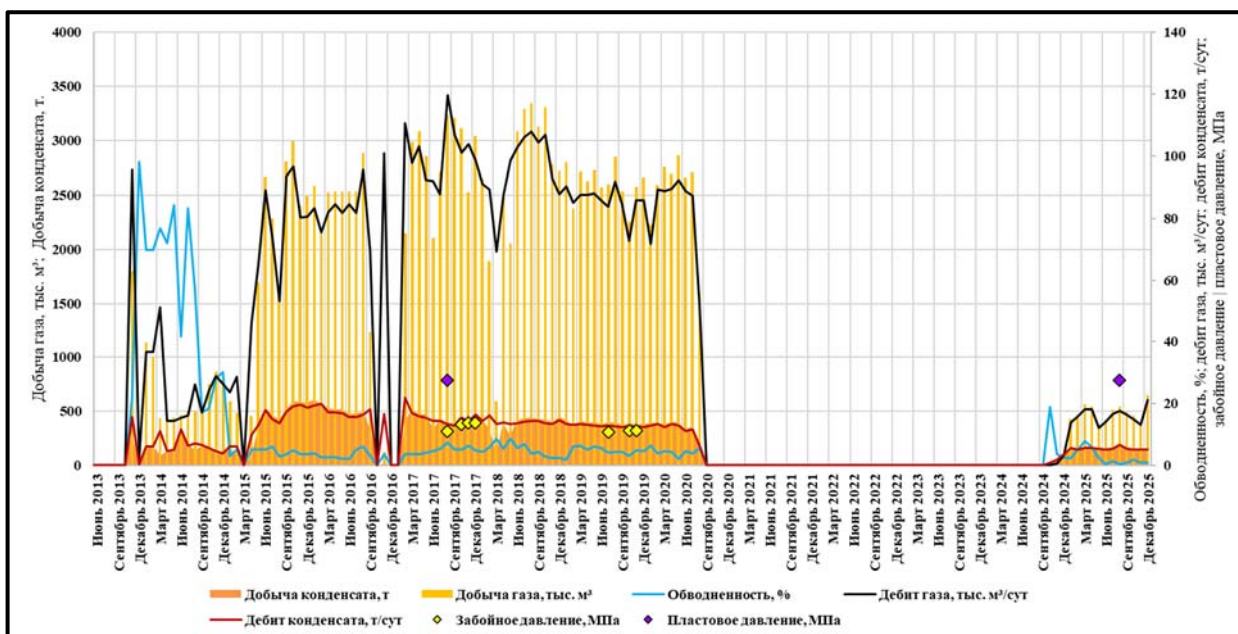


Рисунок 3.2.7 - График эксплуатации скважины 5

Скважина 43 предназначалась для глубокого поискового бурения на площади Нсановская с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях триаса, юры и нижнего мела.

Скважина введена в эксплуатацию в феврале 2013г в ранее выявленных продуктивных интервалах среднеюрских горизонтов Ю-VIII, Ю-IX, Ю-XI с начальным дебитом газа 146,7 тыс.м³/сут и конденсата – 20,5 т/сут. За весь период эксплуатации скважины, накопленная добыча газа составила 466,6 млн.м³, конденсата – 69,8 тыс.т при дебите газа 62,3 тыс.м³/сут и конденсата – 12 тыс.т.

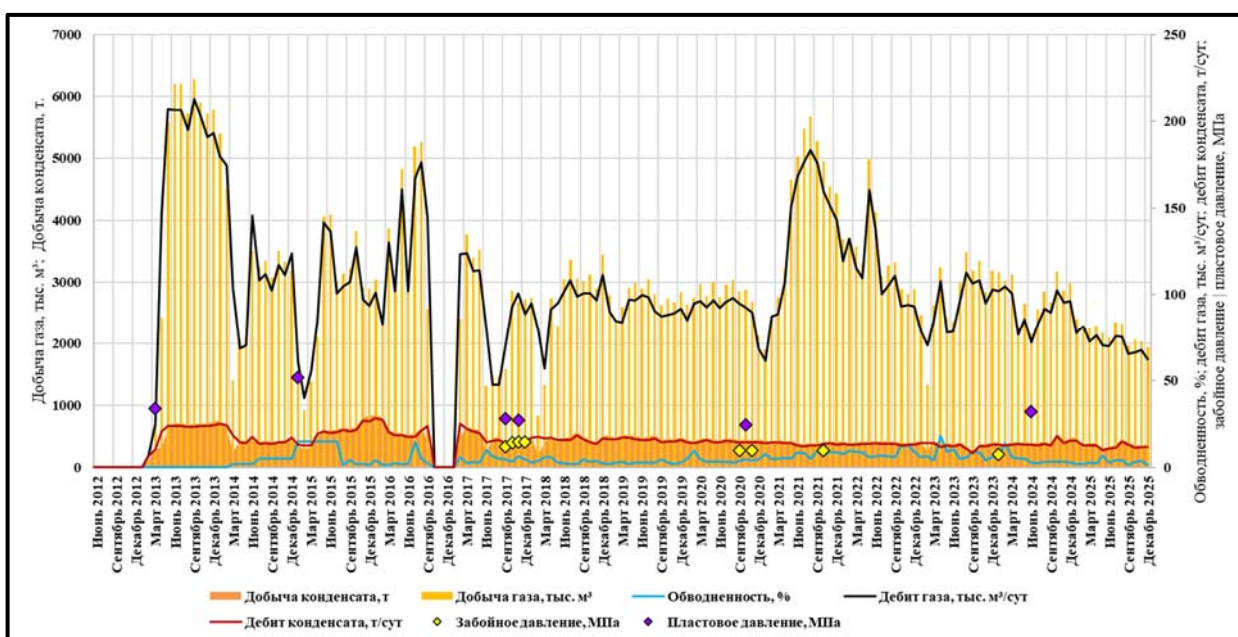


Рисунок 3.2.8 - График эксплуатации скважины 43

Анализ технологических показателей разработки

Нефтяные залежи

I объект

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти по I объекту составила 52,1 тыс.т, жидкости 77,9 тыс.т. Текущий КИН составляет 0,042 доли ед., при темпе отбора от текущих извлекаемых запасов 0,59%, от НИЗ оценивается на уровне 0,51%, при обводненности добываемой продукции 13,8%. I объект, исходя из текущего КИН и выработанности извлекаемых запасов, находится на первой стадии разработки, характеризующейся интенсивным и постоянным увеличением добычи природного ресурса до максимального уровня, быстрым ростом действующего фонда и резким падением пластового давления. Как правило, на этой стадии обводненность сырья достигает границы в 3-4%, однако по данному объекту обводненность ежегодно показывает непостоянную величину, что предположительно указывает на поступление воды из выше- или нижележащих горизонтов через заколонные перетоки. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2019г и составил 7,3 тыс.т при темпе отбора от НИЗ 1,9%.

В 2020г добыча нефти заметно уменьшилась и составила 1,7 тыс.т, из-за периодической остановки скважины 2 по причине отказа УЭЦН и его замены. Выработанность составила 11,3%. По динамике добычи нефти в 2019г был увеличен отбор жидкости, и после этого наблюдается резкий рост обводненности, что в общем составляет 71,8%.

В 2021г ситуация по объекту немного стабилизировалось, добыча нефти выросла по сравнению с предыдущим годом и составила 2,62 тыс.т, обводненность - 71,07%. Коэффициенты эксплуатации и использования составили 0,97 и 0,97 д.ед.

В 2022г добыча нефти составила 1,135 тыс.т нефти, обводненность – 77,3%. В сентябре 2022г из бурения в эксплуатацию вступила скважина №102 с начальным дебитом 4,8 т/сут, в октябре-ноябре 2022г скважина находилась в бездействии, по причине проведения ПРС. Коэффициенты эксплуатации и использования составили 0,88 и 0,71 д.ед.

За 2023г добыча нефти составила 2,58 тыс.т, обводненность снизилась до 30,2%. Коэффициенты эксплуатации и использования составили 0,80 и 0,25 д.ед.

За 2024г добыча нефти составила 0,37 тыс.т., обводненность 29%, в период с января по июль 2024 г. скважина №102 была остановлена по приказу ЦКРР №137/П от 20.12.2023г до утверждения проектных показателей.

За 2025г добыча нефти составила 1,95 тыс. т., по жидкости 2,26 тыс.т., обводненность снизилась до 14%.

Динамика основных технологических показателей разработки I объекта представлена на рисунке 3.2.9 и в таблице 3.2.5.

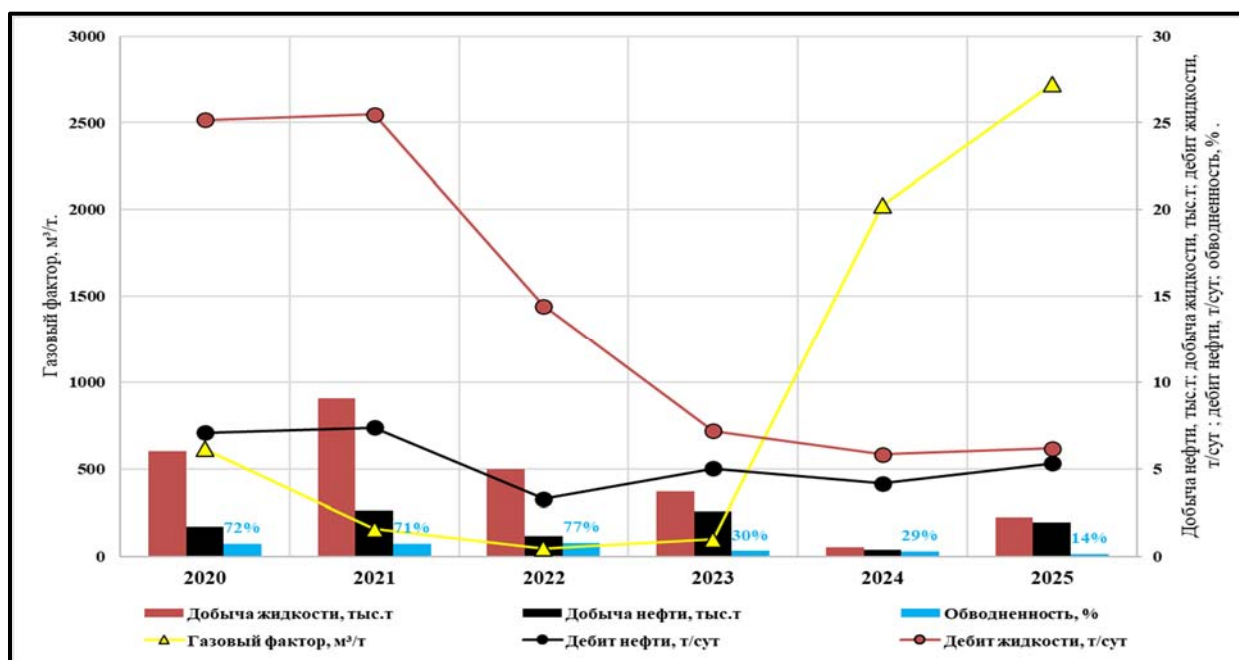


Рисунок 3.2.9 - График разработки нефтяных залежей I объект

II объект

В апреле 2012г в скважине Тын-1 из интервала перфорации 3183-3189м (горизонт Ю-XI), считавшегося ранее газоконденсатным, был получен приток нефти дебитом 5,1 м³/сут, плотностью 0,878 г/см³, газовый фактор при этом составил 262,9 м³/т. В июне 2012г в этой же скважине из интервалов перфорации 3100-3110 м, 3057-3072 м (горизонт Ю-IX) вместо ожидаемого притока газа с конденсатом был получен приток нефти, дебит нефти при этом составил 93 м³/сут, газовый фактор 110,2 м³/т, плотность пластового флюида составила 0,899 г/см³. Скважина начала работать в мае 2017г на горизонт Ю-IX после продолжительной консервации. За 2017г добыча нефти составила 2,1 тыс.т, жидкости – 2,2 тыс.т, при среднегодовом дебите 9,0 т/сут по нефти и 9,3 т/сут по жидкости.

В апреле 2020г после перевода на механизированную добычу (ШГН) скважина работала с высоким уровнем обводненности 94,5% и низким дебитом нефти 0,8 т/сут. Далее обводненность снизилась до 20,3%. В связи с отсутствием притока жидкости скважина переведена в бездействующий фонд.

В конце 2019г была пробурена скважина С.В-105 и введена в эксплуатацию к концу 2020г с начальным дебитом 1,3 т/сут с высокой обводненностью 96,3%.

В июле 2021г по скважине В.С-105 был проведен КРС. Далее в августе изолировали интервал горизонта Ю-XI, и был проведен ПВР и ГРП на интервалах горизонта Ю-IX. Положительный эффект от проведения ГТМ отсутствует.

По ГИС открытого ствола нефтенасыщенные коллектора в других горизонтах отсутствуют. В целом по II объекту накопленная добыча нефти составила 11,5 тыс.т, по жидкости 16,3 тыс.т. Начиная с 2022 года II объект бездействует, причина высокая обводненность по 105 скважине и отсутствие притока жидкости по скважине тыныштык-1.

В таблице 3.2.6 и на рисунке 3.2.10 представлены технологические показатели разработки по II объекту.

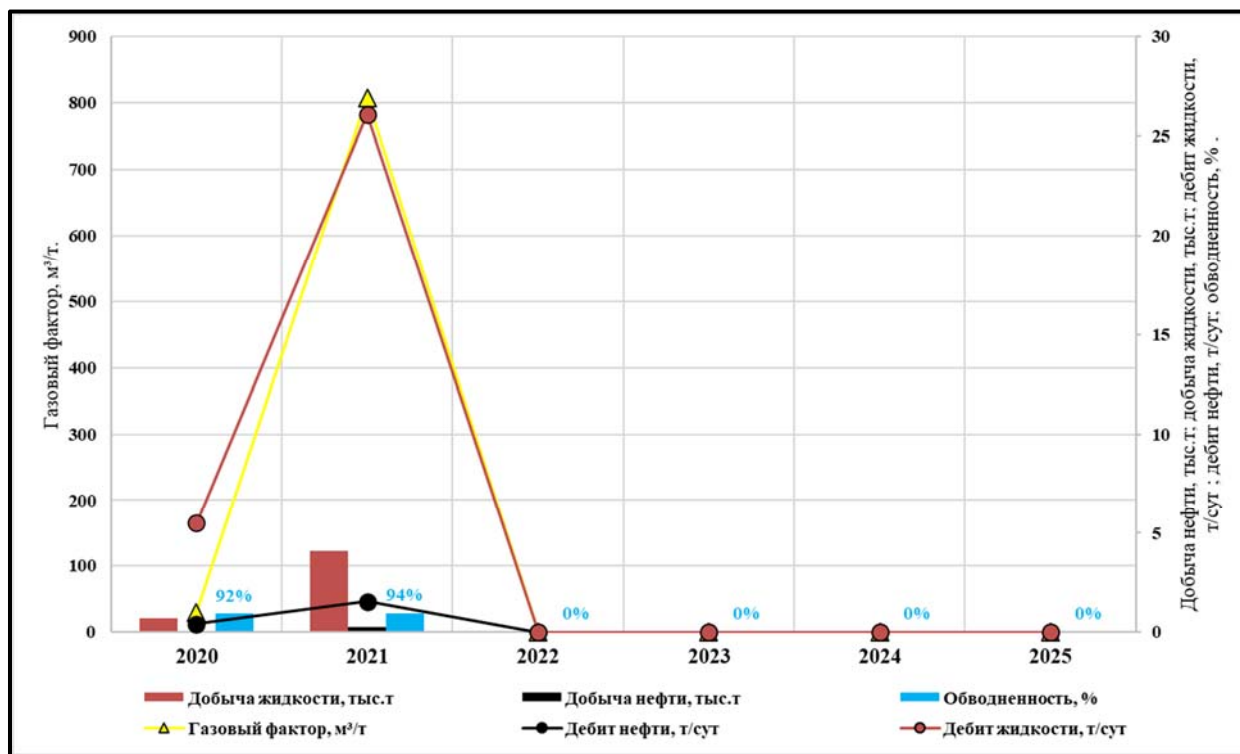


Рисунок 3.2.10 - График разработки нефтяных залежей II объект

Месторождение

На 01.01.2026г суммарная добыча в целом по месторождению составило 64 тыс.т нефти, 95 тыс.т жидкости и 12,2 млн.м³ растворенного газа, выработка извлекаемых запасов составила 8,2%,. Текущий КИН равен 0,023 доли ед.

В 2020г при действующем фонде добывающих скважин 3 ед. добыча нефти составила 1,73 тыс.т со средним дебитом нефти 4,8 т/сут. Добыча жидкости составила 6,7 тыс.т. Среднегодовая обводненность – 70,4%. Добыча газа составила 1,048 млн.м³ при газовом факторе – 597,31 м³/т. Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составил 0,22% и 0,24%.

В 2021г при действующем фонде добывающих скважин 2 ед. и дебите нефти 5,6 т/сут добыча нефти составила 2,85 тыс.т. Добыча жидкости составила 13,1 тыс.т. Среднегодовая обводненность составила 78,2%. Добыча газа составила 0,601млн.м³, при газовом факторе – 210,25 м³/т. Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составил 0,36% и 0,39%.

В 2022г добыча нефти составила 1,13 тыс.т, при действующем фонде добывающих скважин 2 ед. Средний дебит добывающих скважин – 3,3 т/сут. Добыча жидкости составила

5,0 тыс.т. Среднегодовая обводненность составила 77,3. Добыча газа составила 0,05 млн.м3,при газовом факторе – 45,0 м3/т. Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составил 0,14% и 0,16%.

За полгода 2023г добыча нефти составила 1,78 тыс.т, при действующем фонде добывающих скважин 2 ед. Средний дебит добывающих скважин составил 6,7 т/сут. Добыча жидкости составила 2,6 тыс.т. Среднегодовая обводненность – 30,2%. Добыча газа составила 0,12 млн.м3, при газовом факторе – 65,21 м3/т. Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составило 0,23% и 0,25%.

Как видно из графика 5.2.3 в целом по нефтяным залежам начиная с 2020 года добыча нефти значительно падает и резко увеличивается обводненность, это связано с бездействием скважины Тыныштык-1, и бурением под конец 2020 года скважины №105, она также вошла в эксплуатацию с высокой обводненностью выше 90% и низким дебитом нефти 1,3 т/сут.

Основная доля добычи нефти приходится на I объект, II объект в бездействии, снижение обводненности и стабилизация добычи связано с бездействием двух обводненных скважин.

Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению представлена на рисунке 3.2.3 и в таблице 3.2.3.

В таблице 3.2.4 приводится распределение добычи нефти и жидкости по способам эксплуатации.

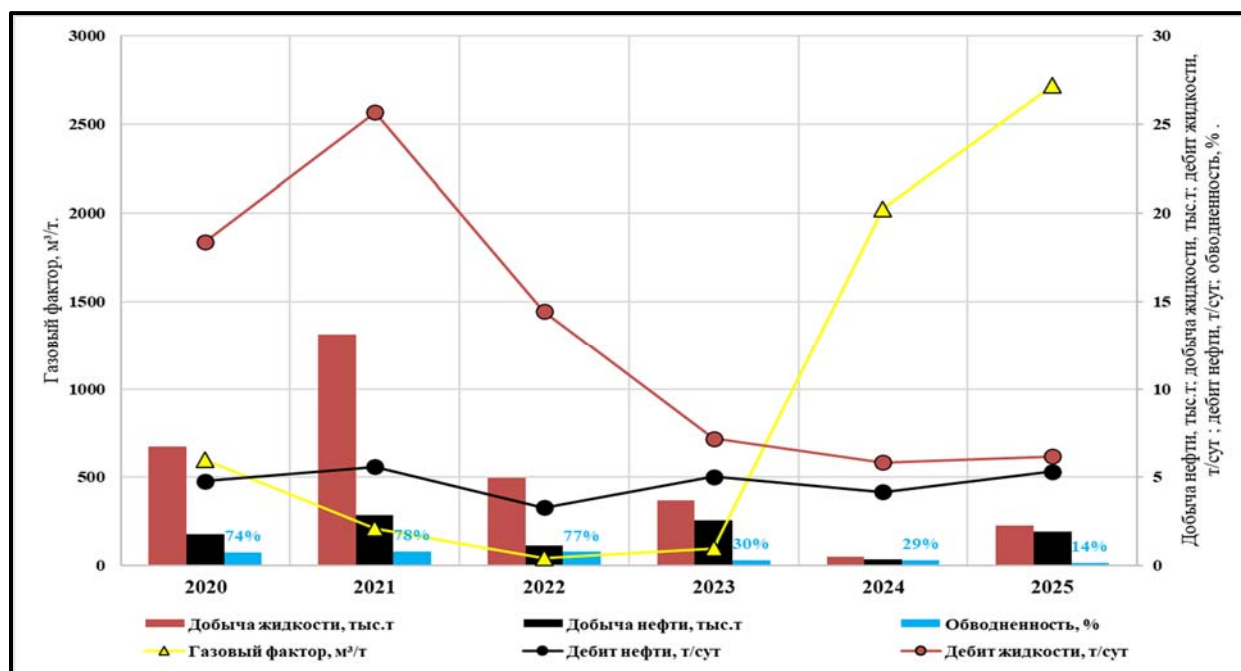


Рисунок 3.2.11 - График разработки по месторождению в целом

Таблица 3.2.2 – Динамика основных показателей разработки нефтяных залежей в целом

	Показатели	Годы

№№ п/п		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	1,75	2,86	1,14	2,58	0,37	1,95
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	55,1	58,0	59,1	61,7	62,0	64,0
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т	6,73	13,12	4,99	3,69	0,52	2,26
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	70,4	83,5	88,5	92,2	92,7	95,0
5	Обводненность продукции, % по весу	74%	78%	77%	30%	29%	14%
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,2	0,4	0,1	0,3	0,0	0,2
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,2	0,4	0,2	0,4	0,1	0,3
8	Добыча растворенного газа, млн.м³	1,048	0,601	0,051	0,252	0,751	5,292
9	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м³	5,270	5,871	5,922	6,174	6,925	12,217
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	9,6	9,6	12,8	12,8	12,8	16,0
11	Ввод добывающих скважин, шт.	1	0	1	0	0	1
12	в т.ч. из бурения	1	0	1	0	0	1
13	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
14	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	3	3	4	4	4	5
15	в т.ч. действующих, шт.	2	2	2	1	1	1
16	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	4,8	5,6	3,3	5,0	4,2	5,3
17	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	18,4	25,7	14,4	7,2	5,8	6,2
18	Давление на забоях добыв. скв., МПа	-	-	-	-	-	-
19	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-	-
20	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,7	0,7	0,5	0,3	0,3	0,2
21	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,6	0,7	0,9	0,8	0,7	1,0
22	Текущий КИН, %	0,020	0,021	0,022	0,023	0,023	0,023
23	Средний газовый фактор, м³/т	597,7	210,3	45,0	97,8	2024,8	2720,7
24	Выработка запасов нефти, %	7,0	7,4	7,5	7,9	7,9	8,2
25	Добыча воды, всего, тыс.т	4,98	10,26	3,86	1,12	0,15	0,31
26	Отработанные дни	366	511	346	513	89	365
27	Календарные дни	579	699	395	641	122	365

Таблица 3.2.3 – Динамика основные показателей разработки нефтяной залежи объекта Ю-ХП-А (I объект)

№№ п/п	Показатели	Годы					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	1,70	2,62	1,14	2,58	0,37	1,95
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	43,4	46,0	47,2	49,8	50,1	52,1
3	Добыча жидкости, тыс.т	6,04	9,05	4,99	3,69	0,52	2,26
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	57,4	66,4	71,4	75,1	75,6	77,9
5	Обводненность, %	72%	71%	77%	30%	29%	14%
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,44	0,68	0,30	0,67	0,10	0,51
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,50	0,78	0,34	0,78	0,11	0,59
8	Добыча растворенного газа, млн.м ³	1,046	0,407	0,051	0,252	0,751	5,292
9	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	4,535	4,942	4,993	5,245	5,996	11,288
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	9,6	9,6	12,8	12,8	12,8	16
11	Ввод добывающих скважин, шт.	1	0	1	0	0	1
12	в т.ч. из бурения	1	0	1	0	0	1
13	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
14	в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
15	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	3	3	4	4	4	5
16	в т.ч. действующих, шт.	1	1	2	1	1	1
17	Дебит нефти, т/сут	7,1	7,4	3,3	5,0	4,2	5,3
18	Дебит жидкости, т/сут	25,2	25,5	14,4	7,2	5,8	6,2
19	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,3	0,3	0,5	0,3	0,3	0,2
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,7	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
21	Текущий КИН, %	0,035	0,038	0,038	0,041	0,041	0,042
22	Газовый фактор, м ³ /т	615,4	155,5	45,0	97,8	2024,8	2720,7
23	Выработка запасов нефти, %	11,3	12,0	12,3	13,0	13,1	13,6

Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи объекта Ю-IX (II объект)

№№ п/п	Показатели	Годы					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,05	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	11,3	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,69	4,07	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	12,2	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
5	Обводненность продукции, % по весу	92%	94%	-	-	-	-
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,02	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,02	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,002	0,194	0,000	0,000	0,000	0,000
9	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,693	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0	0
11	Ввод добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0	0
12	в т.ч. из бурения	1	0	1	0	0	0
13	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
14	в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
15	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	2	2	2	2	2	2
16	в т.ч. действующих, шт.	1	1	0	0	0	0
17	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	0,4	1,5	-	-	-	-
18	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	5,5	26,1	-	-	-	-
19	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,5	0,5	0	0	0	0
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,59	0,47	-	-	-	-
21	Текущий КИН, %	0,011	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
22	Газовый фактор, м ³ /т	30,0	807,9	-	-	-	-
23	Выработка запасов нефти, %	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9

Таблица 3.2.5 – Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин нефтяных залежей

№№ п/п	Способ эксплуатации	Добыча нефти, тыс.т		Процент от общей добычи нефти, %		Добыча жидкости, тыс.т		Процент от общей добычи жидкости, %		Дебит, т/сут					
		2025	С начала разработки	2025	с начала разработки	2025	с начала разработки	2025	С начала разработки	среднегодовой		максимальный		минимальный	
										нефти	жидкости	нефти	жидкости	нефти	жидкости
1	Фонтанный	0,00	20,5	0,0	32,0	0,00	22,3	0,0	23,5	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Механизированный, в т.ч. ШГН	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,2	0,0	0,2	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
3	ЭВН	0,00	26,4	0,0	41,3	0,00	33,1	0,0	34,9	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
4	ЭЦН	1,95	17,1	100,0	26,7	2,26	39,4	100,0	41,5	5,3	6,2	6,7	8,5	4,0	4,6
5	Плунжер лифт	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0

Газоконденсатные залежи

На дату составления настоящего отчета в разработке находится II объект, I объект в дату текущего отчета не разрабатывается.

II объект газоконденсатных залежей введен в разработку с пуском системы утилизации газа путем ввода из бездействия 2 скважин (1А и 3). По объекту геологические запасы газа газоконденсатной залежи составляют 3609 млн.м³, конденсата – 1140 тыс.т, извлекаемые запасы газа оцениваются в 2502 млн.м³, конденсата в 630 тыс.т.

За 2020г объем добытого газа составляет 96,8 млн.м³ и конденсата 37,8 тыс.т. при средних дебитах газа 74,65 тыс.м³ и конденсата 29,15 т/сут. Обводненность продукции составила 28,1%.

За 2021г объем добытого газа составляет 120 млн.м³ и конденсата 31,3 тыс.т. при средних дебитах газа 109,59 тыс.м³/сут и конденсата 28,58 т/сут. Обводненность продукции составила 73,6 %. Значение коэффициента извлечения газа – 0,316 доли ед., конденсата – 0,301 доли ед. при утвержденных значениях 0,693 и 0,553 доли ед. соответственно.

За 2022г объем добытого газа составляет 145,4 млн.м³ и конденсата 25,1 тыс.т. при средних дебитах газа 132,8 тыс.м³ и конденсата 22,9 т/сут. Обводненность продукции составила 79,6%.

Объем добытого газа за 2023г составляет 72,07 млн.м³ и конденсата 12,10 тыс.т. при средних дебитах газа 79 тыс.м³ и конденсата 13,3 т/сут. Обводненность продукции составила 81,7%.

Снижение объемов добычи газа с 2022 года, обусловлено рядом факторов.

В 2023 году на скважине СВ-3 после проведения ПРС наблюдается падение дебита. На скважине СВ-1А в том же году осуществлен переход с фонтанного способа эксплуатации на механизированный (ЭЦН). Также скважина СВ-5 находилась в бездействии в течение 2023–2024 гг.; несмотря на проведенный в октябре 2024 года ВБД, текущие показатели работы данной скважины остаются низкими.

В 2024г объем добытого газа составляет 40,56 млн.м³ и конденсата 8,9 тыс.т. при средних дебитах газа 37,3 тыс.м³ и конденсата 8,2 т/сут. Обводненность продукции составила 86,7%.

На дату отчета добыча газа составила 41,85 млн.м³ и конденсата 11,45 тыс.т, при средних дебитах газа 28,7 тыс.м³/сут и конденсата 7,8 т/сут. Обводненность составила 88,1 %. Текущий киг – 0,419 доли ед., конденсата – 0,361 доли ед.

Карты текущих и суммарных отборов газа и конденсата приведены в графических приложениях (приложение №20).

На рисунке 3.2.12 приведена динамика добычи газа и конденсата, среднегодовых дебитов по газу и конденсату, а также изменение обводненности продукции и пластового давления.

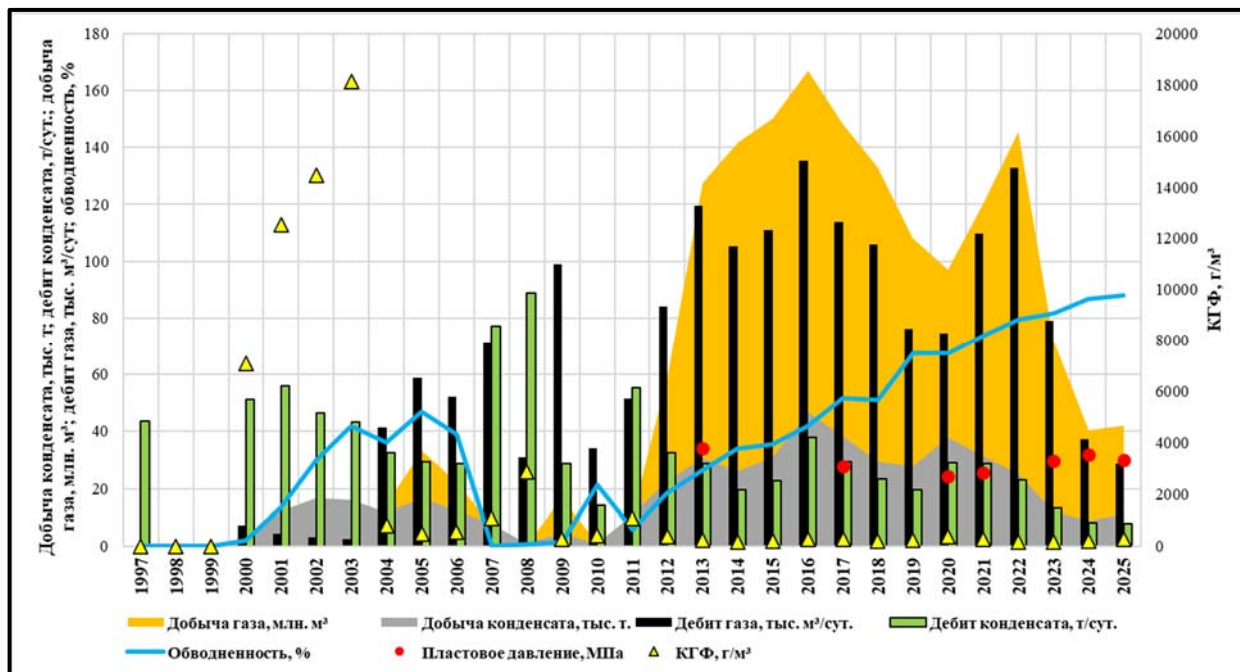


Рисунок 3.2.12 – Динамика разработки газоконденсатных залежей месторождения

Как видно из рисунка до 2020 года наблюдалось снижение показателей по дебитам и добыче продукции с ростом обводненности. За 2020 год удалось замедлить рост обводненности, в результате чего добыча конденсата выросла с 28,64 тыс.т до 37,83 тыс.т.

С 2021 года вновь наблюдается тенденция роста обводненности, а также снижения КГФ, в результате чего добыча конденсата снизилась с 37,83 тыс.т до 11,5 тыс.т.

В 2025 году обводненность продолжает расти, а показатели по добыче снижаются.

В таблице 3.2.8 характеризуется динамика годовых и накопленных показателей – добычи пластового газа, конденсата, жидкости, среднегодовых дебитов газа и конденсата, обводненности продукции, конденсато-газового фактора, в целом по месторождению за отчетный период.

Таблица 3.2.6 - Фактические показатели разработки в целом по газоконденсатным залежам

№ п/ п	Показатели	Годы					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча конденсата, тыс. т.	37,8	31,3	25,1	12,1	8,9	11,5
2	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	404,7	436,0	461,1	473,2	482,1	493,5
3	Добыча жидкости, тыс.т	115,8	118,7	122,9	66,0	66,9	96,0
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	742,4	861,1	984,0	1049,9	1116,8	1212,8
5	Обводненность, %	67,3	73,6	79,6	81,7	86,7	88,1
6	Добыча газа, млн. м³	96,9	120,0	145,4	72,1	40,6	41,9
7	Накопленная добыча газа, млн. м³	1250,8	1370,8	1516,2	1588,3	1628,8	1670,7
8	Ввод добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0
9	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4
11	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	4	4
12	Дебит газа, тыс. м³/сут.	74,6	109,6	132,8	79,0	37,3	28,7
13	Дебит конденсата, т/сут.	29,1	28,6	22,9	13,3	8,2	7,8
14	Ср.суточный дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	-	-	-
15	КГФ, г/м³	390,5	260,8	172,7	167,8	219,5	273,6
16	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,296	0,319	0,338	0,346	0,353	0,361
17	Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,313	0,343	0,380	0,398	0,408	0,419
18	Выработка от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	48,2	52,0	55,0	56,4	57,5	58,8
19	Выработка от начальных извлекаемых запасов свободного газа, %	44,8	49,1	54,3	56,9	58,4	59,9
20	Коэф. экспл. фонда добыв. скв., доли ед.	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	1,0
21	Коэф. использ. фонда добыв. скв., доли ед.	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Нефтяные залежи

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения Сазтобе Восточное выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи нефти и воды по эксплуатационным объектам нефтяных залежей месторождения по состоянию на 01.01.2026 г.

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти по нефтяным залежам месторождения составляет 64 тыс.т, что составляет 8,2% от начальных извлекаемых запасов нефти (785 тыс.т), при обводненности добываемой продукции 14%.

Распределение утвержденных геологических и извлекаемых запасов по продуктивным залежам по объектам представлена на рисунке 3.2.13.

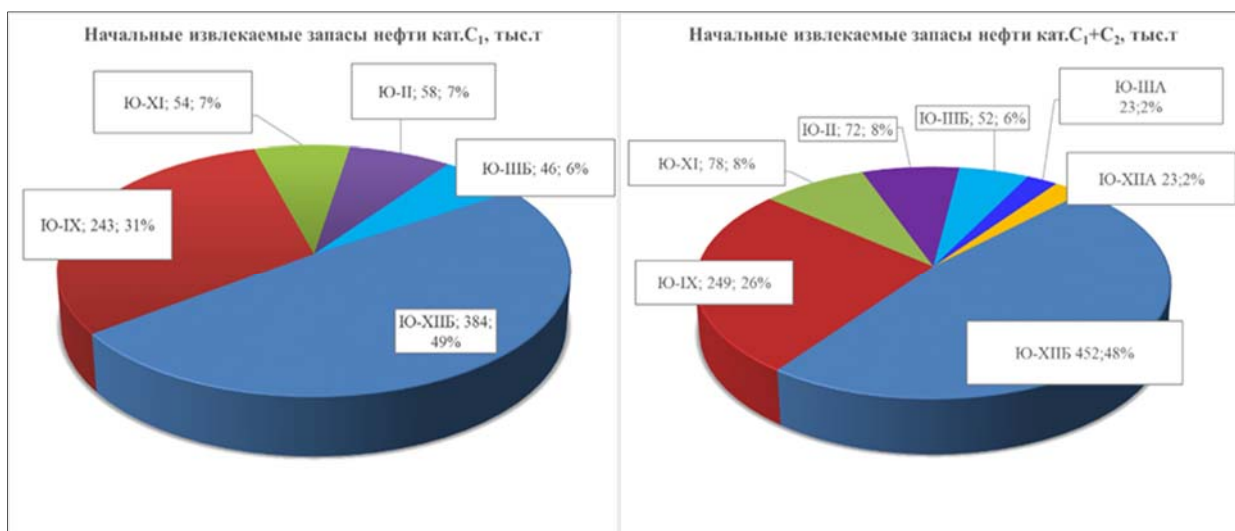


Рисунок 3.2.13 – Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по нефтяным залежам продуктивных горизонтов

Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату анализа КИН по объектам разработки и месторождению в целом представлено на рисунке 3.2.14.

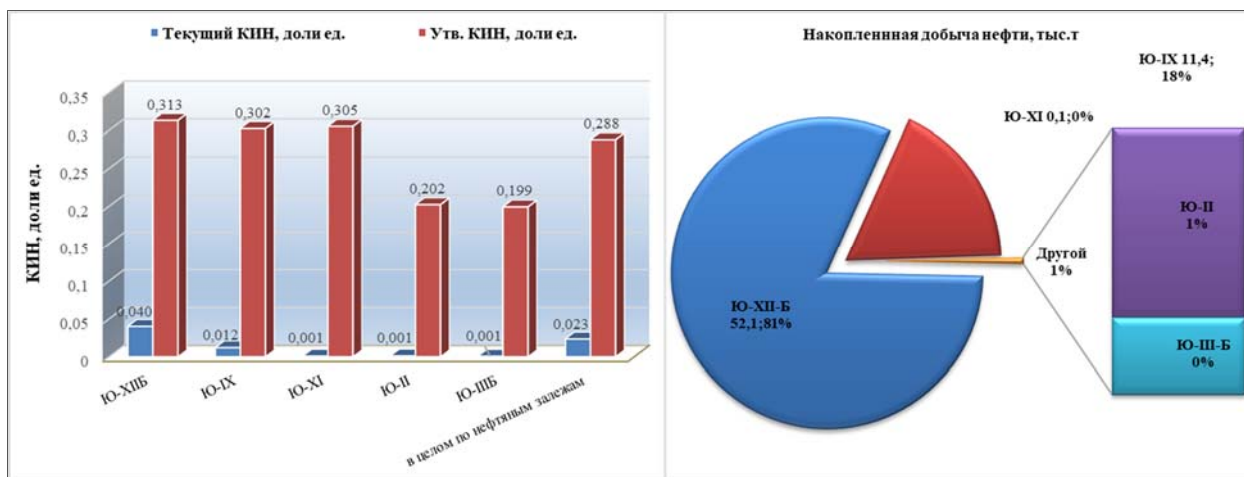


Рисунок 3.2.14 – Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых значений КИН по горизонтам разработки (на 01.01.2026г.)

Основная доля накопленной добычи нефти приходится на горизонт Ю-ХПБ в I объекте – 52 тыс, что составляет 81,4% от общей накопленной добычи нефти по месторождению в целом. Текущий КИН по данному объекту составляет 0,042 доли ед., при утвержденном КИН 0,313 доли ед., по горизонту Ю-IX-ХПБ текущий КИН – 0,014 доли ед., при утвержденном КИН 0,303 доли ед. В целом состояние выработки нефтяных залежей можно охарактеризовать как низкое, по которым выработанность запасов составляет всего 8,2%. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категории С₁) по залежи оценивается 721 тыс.т. Динамика темпов выработки запасов нефти и текущих КИН представлены в таблицах 3.2.9 – 3.2.10. Для увеличения добычи нефти и достижения более высокого КИН необходимо дополнительно ввести в эксплуатацию добывающие скважины, чтобы высоким охватом дренировать оставшиеся части запасов по данной нефтяной залежи.

Таблица 3.2.7 – Динамика темпов выработки запасов нефти по годам

№№ п/п	горизонт	Годы					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Ю-IX-XI	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
2	Ю-XII-Б	11,3	12,0	12,3	13,0	13,1	13,6
3	Всего	7,0	7,33	7,47	7,80	7,85	8,10

Таблица 3.2.8 – Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти по годам

№№ п/п	Объект	Пласт	Годы					
			2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	I	Ю-XII-Б	0,035	0,038	0,038	0,041	0,041	0,042
2	II	Ю-IX-XI	0,011	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
3	Всего		0,020	0,021	0,022	0,022	0,023	0,023

В таблице 3.2.10 приведено состояние выработанных запасов нефти от утвержденных извлекаемых запасов в пределах горного отвода по категории С₁ по состоянию на 01.01.2026 г.

Таблица 3.2.9 – Состояние выработки запасов нефти на 01.01.2026 г.

Горизонт	Запасы нефти, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные запасы, тыс.т		КИН, доли ед.		Отбор от НИЗ, %
	НГЗ	НИЗ		НГЗ	НИЗ	Утв.	Текущий	
Ю-XII-Б	1227	384	52,1	1175	332	0,313	0,042	13,6
Ю-IX	804	243	11,4	793	232	0,302	0,014	4,7
Ю-XI	177	54	0,1	177	54	0,305	0,001	0,3
Ю-II	287	58	0,3	287	58	0,202	0,001	0,5
Ю-III-Б	231	46	0,1	231	46	0,199	0,001	0,3
Всего	2726	785	64,0	2662	721	0,288	0,023	8,2

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. по I блоку нефтяной залежи.

Построенные характеристики вытеснения приведены на рисунках 3.2.15-3.2.18

Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки КИН табл. 3.2.15

Таблица 3.2.10 – Основные показатели выработки запасов нефти по I объекту

Наименование метода	Запасы нефти, тыс.т				КИН, доли ед.			Накопленная добыча нефти, тыс.т
	НГЗ	НИЗ	Вовлеченные	Средние вовлеченные	Утвержденный	Текущий	Потенциальный	
Назарова-Сипачева	1227	384	105,3	134,6	0,313	0,040	0,110	64,0
Максимова			150,5					
Сазонова			148,1					
Камбарова			63,6					

Учитывая то, что нефтяная залежь на I блоке разрабатывается одной скважиной, полученный результат по всем методикам является вполне заниженным – 116,9 тыс.т. Более близкие значения вовлекаемых запасов получены по методикам Максимова и Сазонова, в среднем 149 тыс.т. Из таблицы 6.2 видно, что при сложившейся системе разработки,

невозможно достичь утвержденных КИН, т.к. вовлекаемые запасы ниже утвержденных извлекаемых запасов нефти, поэтому необходимо бурение новых скважин.

На дальнейший период разработки нефтяных залежей, с целью достижения утвержденных коэффициентов извлечения нефти, настоящим отчетом предусмотрена реализация геолого-промысловых мероприятий по повышению эффективности существующей системы разработки (ввод из бурения новых добывающих скважин, перевод под нагнетание и т.п.). Реализация данных мероприятий позволит спроектировать более эффективную систему разработки, позволяющий достичь планируемого объема добычи нефти.

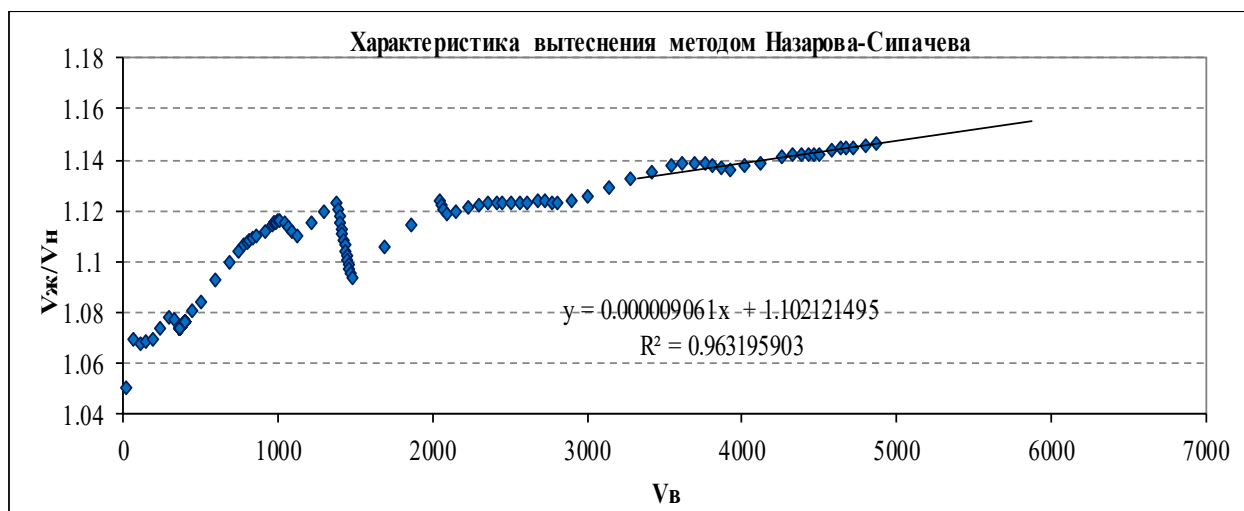


Рисунок 3.2.15 – Характеристики вытеснения по методике Назарова-Сипачева

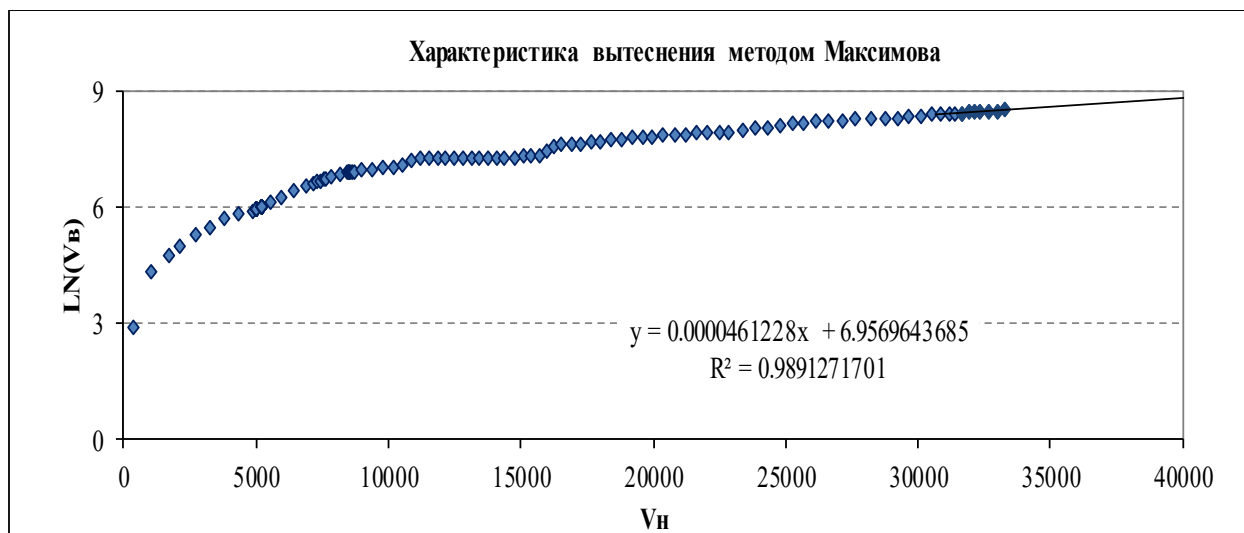


Рисунок 3.2.16 – Характеристики вытеснения по методике Максимова М.И.

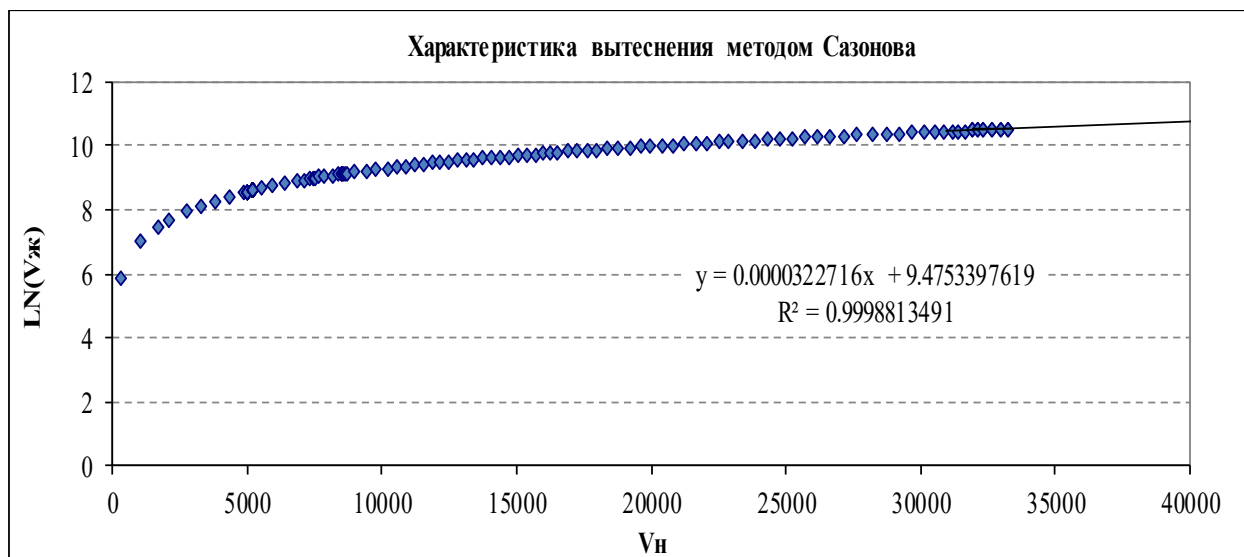


Рисунок 3.2.17 – Характеристики вытеснения по методике Сазонова Б.Ф.

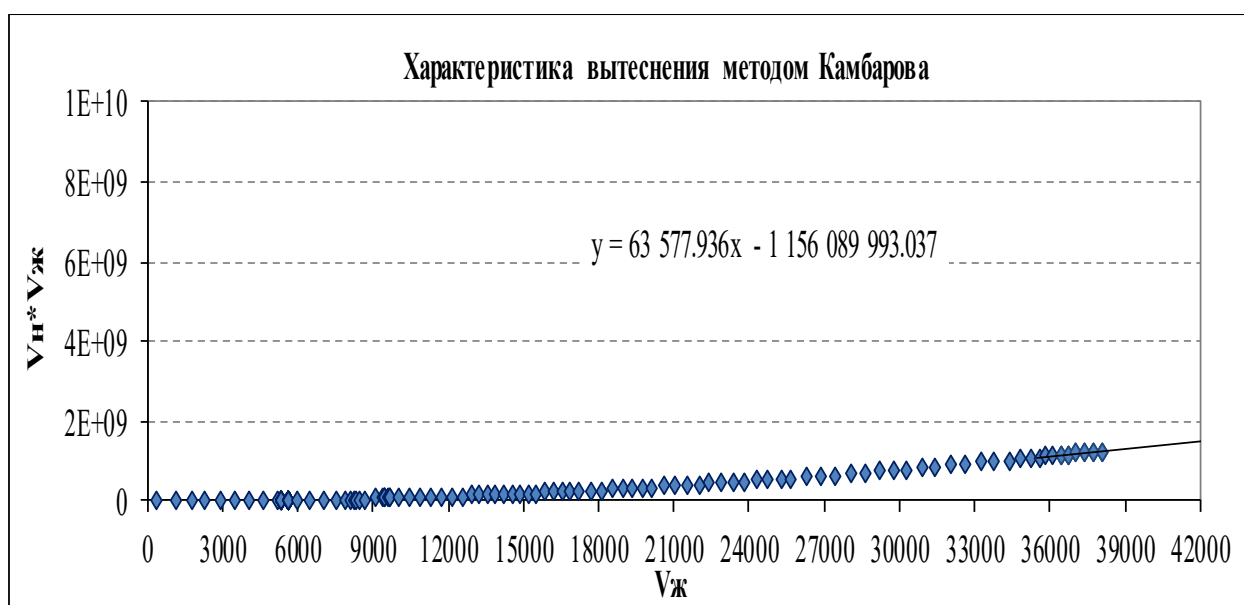


Рисунок 3.2.18 – Характеристики вытеснения по методике Камбарова Г.С.

Газоконденсатные залежи

Анализ выработки запасов газа и конденсата из продуктивных горизонтов газоконденсатных залежей месторождения Сазтобе Восточное выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов пластового газа и конденсата, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи газа и конденсата по эксплуатационным объектам по состоянию на 01.01.2026 г.

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча газа в целом по газоконденсатным залежам месторождения составляет 1670,7 млн.м³, что составляет 59,9% от начальных извлекаемых запасов газа (3033 млн.м³), накопленная добыча конденсата – 496,1 тыс.т, при отборе от начальных извлекаемых запасов 59,1% (839 тыс.т), текущий КИК равен 0,363 доли ед., при утвержденном 0,575 доли ед., текущий КИГ 0,419 доли ед., при утвержденном 0,699 доли ед.

По I объекту с начала разработки отобрано 229,2 млн.м³ газа или 55,1% от НИЗ и 87,4 тыс.т конденсата, что составляет 55,3% отбора от НИЗ.

По II объекту с начала разработки добыто 1441,4 млн.м³ газа, что составляет 55,1 % выработки запасов и 408,6 тыс.т конденсата, что составляет 60 % отбора от НИЗ.

Распределение накопленной добычи пластового газа и конденсата и достигнутых КИГ и КИК по горизонтам и месторождению в целом представлено на рисунке 3.2.19

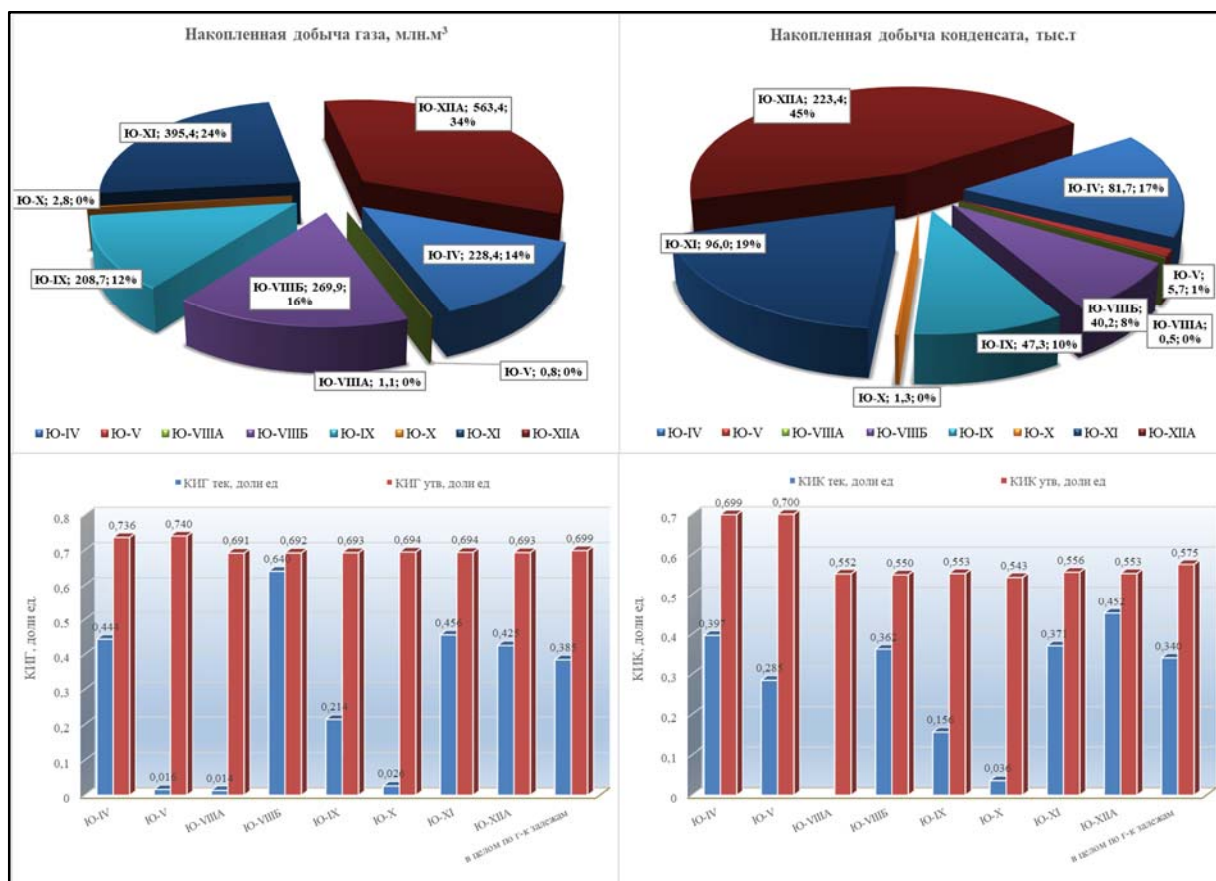


Рисунок 3.2.19 - Распределение накопленной добычи газа и конденсата и достигнутых на 01.07.2023г значений КИГ и КИК по газоконденсатным залежам продуктивных горизонтов

Основная доля накопленной добычи газа и конденсата приходится на горизонты Ю-IV, Ю-ХI и Ю-ХIIА, по которым отобрано 14, 24, 34% от общей добычи газа и 17, 19, 45% от общей добычи конденсата.

Распределение начальных извлекаемых запасов газа и конденсата по горизонтам и категориям запасов наглядно представлено на рисунках 3.2.20, 3.2.21, относительно зон насыщения на рисунках 3.2.22, 3.2.23

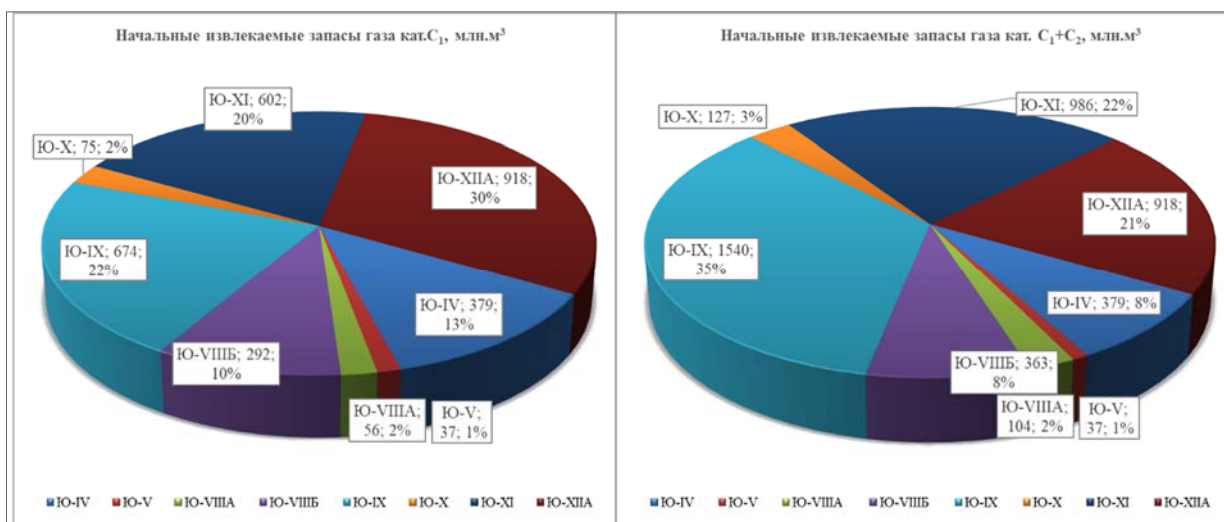


Рисунок 3.2.20 - Распределение начальных извлекаемых запасов пластового газа

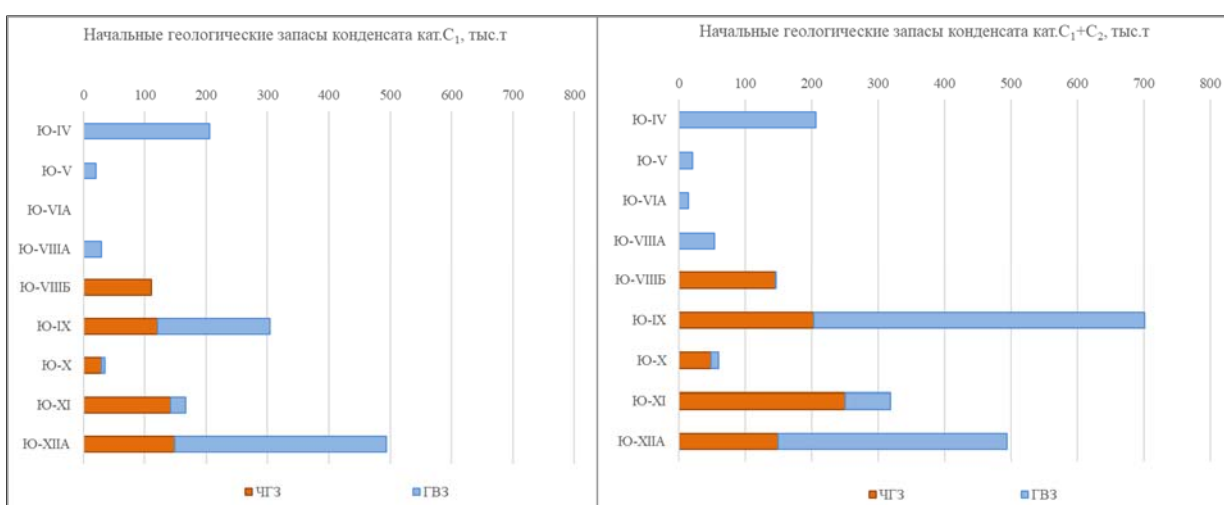


Рисунок 3.2.21 - Распределение геологических запасов пластового газа по газоконденсатным залежам

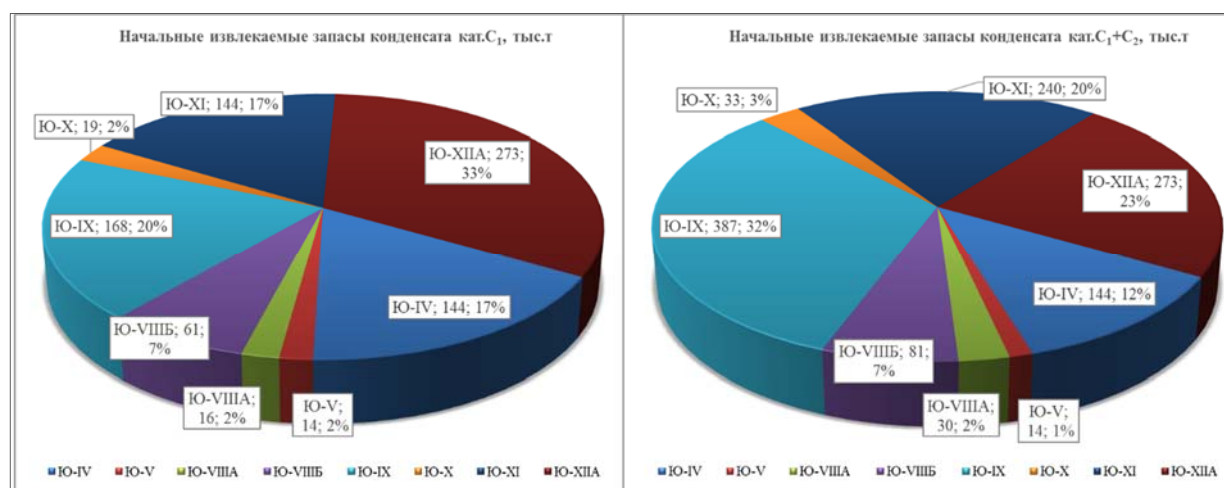


Рисунок 3.2.22 - Распределение начальных извлекаемых запасов конденсата по газоконденсатным залежам продуктивных горизонтов

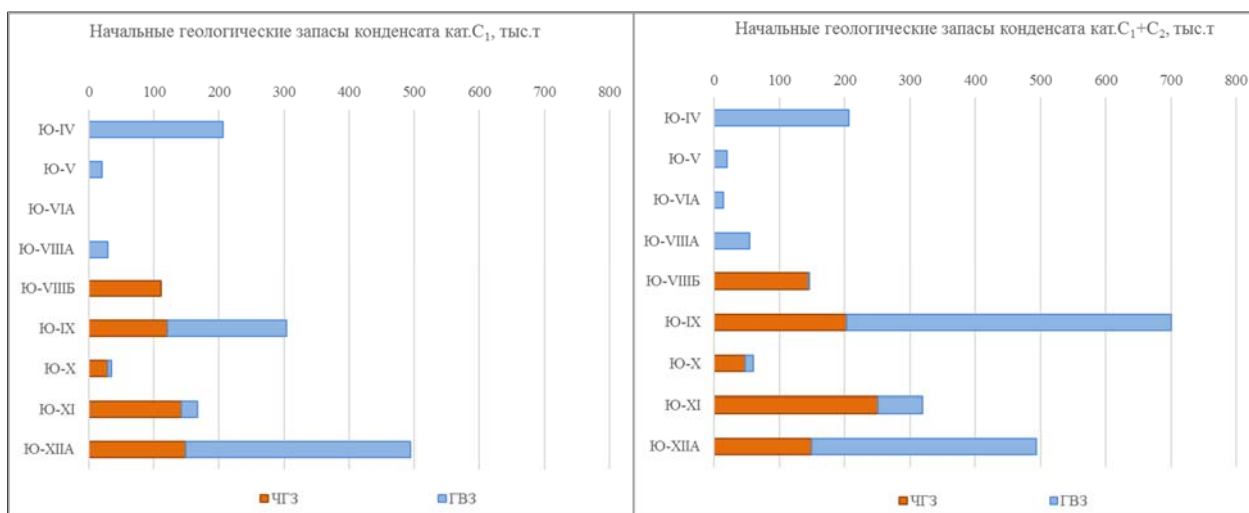


Рисунок 3.2.23 - Распределение геологических запасов конденсата по газоконденсатным залежам относительно зон насыщения

Как видно из выше представленных рисунков, основными горизонтами по содержанию запасов являются горизонты Ю-IV, Ю-IX, Ю-XI и Ю-XIIА, на долю которых приходится 13%, 22%, 20%, 30% извлекаемых запасов газа и 17%, 20%, 17%, 33% извлекаемых запасов конденсата. На долю остальных горизонтов приходится в сумме 15% извлекаемых запасов газа и 13% извлекаемых запасов конденсата.

Обоснование разделения добычи

Скважины газоконденсатных залежей эксплуатируются одновременно на несколько горизонтов при этом раздельный учет добычи не реализован, в связи с чем в данном проекте проведено разделение добычи по горизонтам.

Основным методом анализа выработки запасов углеводорода из каждого отдельного пласта являются исследования, выполненные дебитомером-расходомером (прибор PLT), а также применена общеизвестная методика разделения добычи по горизонтам, при которой учитываются коэффициенты проводимости пластов.

Специальные исследования по определению профиля притока проводились в скважинах 5, 3, 1А (2012, 2013, 2014, 2016, 2017, 2018гг).

Скважина 1А

По результатам исследования, проведенного в 2017г., в пределах простреленного интервала отмечен 1 интервал притока – 3068-3072 м (работает кровельная часть пласта), вклад которого составляет 58,42% от общего дебита скважины. Характер притока оценивается как газ.

В пределах перфорированного интервала 3082-3088 м приток не отмечен.

В перфорированном интервале 3162-3174 м выделяются 2 приточных интервала (3162-3165 м, 3165-3168 м), вклад данного интервала в общий дебит скважины составляет 41,57%. Характер притока интервала 3162-3165м газ+конденсат, 3165-3168 м

конденсат+вода.

Коэффициент охвата (отношение мощности приточных интервалов к мощности перфорированного интервала) составил 33,33%.

Согласно полученному анализу 2018г., аналогично предыдущему, общая эффективная мощность интервалов перфорации составляет 30 м, из них работающая мощность 19,5 м. Коэффициент охвата составил 65%. Средний интервал перфорации 3082–3088 м на приток не работает.

По результатам анализа 2020г общая эффективная мощность интервалов перфорации составляет 18 м, из них работающая мощность 2,8 м. Средний интервал перфорации 3082–3088 м на приток не работает.

Результаты исследований приведены в таблице 3.2.13

Таблица 3.2.11 - Результаты PLT исследований по скважине 1А

Дата проведения исследования	Диаметр штуцера, мм	Горизонт	Интервал перфорации		Интервалы притока		Доля дебита, %	Состав притока
			Кровля	Подошва	Кровля	Подошва		
28.12.2011-03.01.2012	7	Ю-IX	3068	3080	3068	3076	77,5	газ
			3082	3088			-	не работает
		Ю-XI	3162	3174	3162	3170	22,5	газ
	9	Ю-IX	3068	3080	3068	3080	53,01	газ
			3082	3088	-	-	-	не работает
		Ю-XI	3162	3174	3162	3172	46,99	газ
06-07.10.2016	6	Ю-IX	3068	3080	3068	3070,5	22,2	конденсат+газ
			3082	3088	-	-	-	не работает
		Ю-XI	3162	3174	3162	3166,3	69,6	конденсат+газ
					3172	3174	8,2	конденсат+вода
14-15.06.2017	6	Ю-IX	3068	3080	3068	3072	58,42	газ
			3082	3088	-	-	-	не работает
		Ю-XI	3162	3174	3162	3165	39,91	конденсат+газ
					3165	3168	1,66	конденсат+вода
05.12.2018	6	Ю-IX	3068	3080	3068,5	3071	4	конденсат+газ+вода
					3071	3072,5	11	конденсат+газ+вода
					3072,5	3074	8	конденсат+газ+вода
					3074	3077	3	конденсат+газ+вода
		Ю-XI	3162	3174	-	-	-	не работает
					3163	3164	3	конденсат+газ+вода
					3164	3167,5	24	конденсат+газ+вода
					3167,5	3170,5	30	вода
17.07.2020	6	Ю-IX	3068	3080	3170,5	3174	17	вода
					3076,6	3079,4	100	конденсат+газ
					3082	3088	-	не работает
					-	-	-	не работает

По скважине 5 по последнему исследованию по профилю притока работает интервал 3162-3175 м (горизонт Ю-XI), интервал горизонта Ю-XIIА с 2015г. изолирован пакером из-за увеличения обводненности, связанной с прорывом подошвенной воды (табл. 3.2.14).

Таблица 3.2.12 - Результаты PLT исследований по скважине 5

Дата проведения исследования	Диаметр штуцера, мм	Горизонт	Интервал перфорации		Интервалы притока		Доля дебита, %	Состав притока
			Кровля	Подошва	Кровля	Подошва		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
7-9.11.2013	7	Ю-XI	3162	3175	3162	3164	0,26	газ
					3164	3167	8,73	конденсат+газ
					3167	3171	0,24	газ
					3171	3172	18,33	конденсат +газ
					3172	3173	14,12	конденсат +газ
					3173	3175	10,06	конденсат +газ
		Ю-XIIА	3204	3224	3175	3176,4	7,81	конденсат +газ
					3204	3212,7	0,24	газ
					3212,7	3213,5	17,58	конденсат +газ
					3213,5	3215,5	5,98	конденсат +газ
					3215,5	3217	12,24	конденсат +газ
					3217	3219	4,4	конденсат +газ
21.06.2014	7	Ю-XI	3162	3175	3219	3220,6	-	не работает
					3162	3165,5	9,24	конденсат +газ+вода
					3165,5	3170,5	3,75	конденсат +газ+вода
					3170,5	3172,5	10,58	конденсат +газ+вода
					3172,5	3174	3,75	конденсат +газ+вода
					3174	3175,6	4,62	конденсат +газ+вода

		Ю-ХПА	3204	3224	3204	3208	6,63	конденсат +газ+вода
					3208	3211	4,62	конденсат +газ+вода
					3211	3213	12,99	Конденсат +газ+вода
					3213	3215	6,09	Конденсат +газ+вода
					3215	3216	12,72	Конденсат +газ+вода
					3216	3217,5	7,83	Конденсат +газ+вода
					3217,5	3218,5	12,59	Конденсат +газ+вода
07.12.2018	9	Ю-XI	3162	3175	3218,5	3220	4,61	Конденсат +газ+вода
					3162	3164	19	конденсат+газ
					3164	3167	28	конденсат+газ
					3167	3169	10	конденсат+газ
					3169	3171	27	конденсат+газ
					3171	3173	16	конденсат+газ
		Ю-ХПА	3204	3224	-	-	-	изолирован

В таблице 3.2.15 представлены результаты PLT, проведенных в 2014, 2017, 2018 и 2020 годах в **скважине 3**. Как указывают исследования, до 2018г. основную долю добычи обеспечивал верхний юрский интервал (Ю-IV), горизонты Ю-V, Ю-X, Ю-XI с 2014г. не работают. В настоящее время на 100% приток работает горизонт Ю-ХПА, общая эффективная мощность интервалов перфорации составляет 37,4 м, из них работающая мощность 12,7 м. Коэффициент охвата составил 34,7%. Стоит отметить, что подошвенная часть данного интервала является основным источником поступления воды (по данным промысла обводненность 70%), к середине интервала наблюдается уменьшение доли воды, в кровельной части вода отсутствует.

Таблица 3.2.13 - Результаты PLT исследований по скважине 3

Дата проведения исследования	Диаметр штуцера, мм	Горизонт	Интервал перфорации		Интервалы притока		Доля дебита, %	Состав притока
			Кровля	Подошва	Кровля	Подошва		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
22-23.06.2014	6	Ю-IV	2734	2745	2734	2738	44.13	конденсат+газ
					2738	2739	14.1	конденсат+газ
					2739	2745	6.25	конденсат+газ
		Ю-V	2784	2794	2784	2794	0	не работает
		Ю-X	3136	3141	3136	3141	0	не работает
		Ю-XI	3157	3164	3157	3164	0	не работает
		Ю-ХПА	3173	3195	3173	3174	14.81	конденсат+газ
					3174	3180	4.88	конденсат+газ
					3180	3184	8.33	конденсат+газ+вода
					3184	3190	3.33	конденсат+газ+вода
27-28.06.2017	10	Ю-IV	2734	2745	3190	3195	4.17	конденсат+газ+вода
					2734	2738.6	63.42	газ
					2784	2794	0	не работает
					3136	3141	0	не работает
		Ю-XI	3157	3164	3157	3164	0	не работает
		Ю-ХПА	3173	3195	3172	3178	10.39	конденсат+газ
					3178	3184.5	7.68	конденсат
					3184.5	3190	17.68	вода
					3192	3194	0.82	вода
27.12.2018	5	Ю-X	3136	3141	3136	3141	-	не работает
		Ю-XI	3157	3164	3157	3164	-	не работает
			3173	3195	3173	3177	17	конденсат+газ

27-28.05.2019	10	Ю-ХIIА			3177	3186	34	конденсат+газ+вода
					3186	3195	49	вода
		Ю-Х	3136	3141	3136	3141	0	не работает
		Ю-ХI	3157	3164	3157	3164	0	не работает
		Ю-ХIIА	3173	3195	3173	3176	13	газ+конденсат
08.08.2020	14				3176	3186	18	вода+конденсат+газ
					3186	3195	69	вода
		Ю-Х	3136	3141	3136	3141	-	не работает
		Ю-ХI	3157	3164	3157	3164	-	не работает
		Ю-ХIIА	3173	3195	3173	3176	22	газ+конденсат
					3181,3	3187	26	вода+конденсат+газ
					3191	3195	52	вода

Коэффициент проводимости (А) рассчитывался следующим образом:

$$A = k \times h_{эфф}$$

где:

k – проницаемость пласта, 10^{-3} мкм²;

$h_{эфф}$ – вскрываемая эффективная нефтенасыщенная толщина, м.

Проницаемость пласта взята по петрофизической зависимости «пористость-проницаемость», где пористость определялась по ГИС, а проницаемость – по керну.

По таблице коллекторов были взяты вскрываемые перфорацией нефтенасыщенные толщины каждого горизонта.

Таким образом, по значениям Kh , которые к тому же подтвердились в результате PLT исследований, было определено долевое соотношение работающих горизонтов в общедобытом количестве газа, конденсата и воды по скважинам.

Как показывают специальные исследования профиля притока выработка пластов происходит достаточно неравномерно. Не наблюдается определенной тенденции зависимости доли притока газа и/или жидкости по каждому пласту от величины вскрытия эффективных толщин перфорацией этих пластов. Возможно, это связано с тем, что на приток жидкости и газа помимо эффективной толщины влияет много и других факторов (проницаемость, прерывистость пласта, объем воды, поступающей в пласт, величина пластового давления и др.) и взаимозависимость этих факторов.

На сегодня газоконденсатные залежи данного месторождения разрабатываются на естественном водонапорном режиме, с влиянием подошвенной воды и воды из законтурной области. Разработка залежи вызывает снижение пластового давления, одновременно в зоне снижения происходит сжатие пористой среды и расширение газа и воды (связанной), т.е. суммарный отбор газа и жидкости из пласта за счет этих сил определяется упругостью пласта и насыщающих его газа и жидкостей, их объемом. Необходим постоянный контроль за выработкой запасов газа и конденсата, что позволит своевременно решать проблемы, связанные с неравномерной выработкой запасов из многопластового объекта.

В таблицах 3.2.16 и 3.2.17 представлены основные показатели выработки запасов пластового газа и конденсата по скважинам и горизонтам.

В дальнейшем в целях контроля за выработкой пластов недропользователю рекомендуется проводить исследования ГИС-к, такие как профиль притока, исследования на наличие заколонных перетоков, определение текущей насыщенности. Для уточнения принятых в расчете значений параметров, характеризующих физико-химические свойства пластов, проводить отборы глубинных проб в добывающих скважинах.

Таблица 3.2.14- Основные показатели выработки запасов пластового газа и конденсата по скважинам

№ скв.	горизонт	Начальные запасы сухого газа, млн.м ³		Начальные запасы конденсата, тыс.т		Накопленная добыча на 01.01.2026 г.		КИГ утв, доли ед.	КИГ тек, доли ед.	КИК утв, доли ед.	КИК тек, доли ед.	Остаточные извлекаемые запасы		S газоносн ости, тыс.м2
		геологиче ские	извлекае мые	геологиче ские	извлекае мые	газа, млн.м ³	конденсат а, тыс.т					газа, млн.м ³	конденс ата, тыс.т	
С.В.-3, С.В.-1А	Ю-IV	515	379	206	144	228,4	81,7	0,736	0,444	0,699	0,397	151	62	1577
	Ю-V	50	37	20	14	0,8	5,7	0,740	0,016	0,700	0,285	36	8	948
	Ю-VIIА	81	56	29	16	1,1	0,5	0,691	0,014	0,552	0,016	55	16	1673
	Ю-IX	804	557	260	144	118,7	33,7	0,693	0,148	0,554	0,130	438	110	2039
	Ю-X	108	75	35	19	2,8	1,3	0,694	0,026	0,543	0,036	72	18	2015
	Ю-XI	518	359	167	93	108,3	47,9	0,693	0,209	0,557	0,287	251	45	2404
	Ю-XIIА	1068	741	427	236	542,8	219,2	0,694	0,508	0,553	0,513	198	17	1739
		3144	2204	1144	666	1003,0	389,9	0,701	0,319	0,582	0,341	1201	276	
Ныс-43, С.В.-5	Ю-VIIIБ	422	292	111	61	269,9	40,2	0,692	0,640	0,550	0,362	22	21	1503
	Ю-IX	169	117	44	24	90,0	13,5	0,692	0,533	0,545	0,308	27	10	797
	Ю-XI	350	243	92	51	287,1	48,2	0,694	0,820	0,554	0,523	-44	3	1569
	Ю-XIIА	257	177	67	37	20,6	4,2	0,689	0,080	0,552	0,062	156	33	1087
		1198	829	314	173	667,6	106,1	0,692	0,557	0,551	0,338	161	67	
Всего:		4342	3033	1458	839	1670,6	496,0	0,699	0,385	0,575	0,340	1362	343	

Таблица 3.2.15 - Основные показатели выработки запасов пластового газа и конденсата по горизонтам

Горизонт	Начальные запасы газа, млн.м³		Накопленная добыча газа, млн.м³	КИГ утв, доли ед	КИГ тек, доли ед	Начальные запасы конденсата, тыс.т		Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК утв, доли ед	КИК тек, доли ед	Остаточные запасы газа, млн.м³		Остаточные запасы конденсата, тыс.т	
	геологические	извлекаемые				геологические	извлекаемые				геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
Ю-IV	515	379	228,4	0,736	0,444	206	144	81,7	0,699	0,397	286,6	150,6	124,3	62,3
Ю-V	50	37	0,8	0,740	0,016	20	14	5,7	0,700	0,285	49,2	36,2	14,3	8,3
по I об.:	565	416	229,2	0,736	0,406	226	158	87,4	0,699	0,387	335,8	186,8	138,6	70,6
Ю-VIIА	81	56	1,1	0,691	0,014	29	16	0,5	0,552	0,016	79,9	54,9	28,5	15,5
Ю-VIIБ	422	292	269,9	0,692	0,640	111	61	40,2	0,550	0,362	152,1	22,1	70,8	20,8
Ю-IX	973	674	208,7	0,693	0,214	304	168	47,3	0,553	0,156	764,3	465,3	256,7	120,7
Ю-X	108	75	2,8	0,694	0,026	35	19	1,3	0,543	0,036	105,2	72,2	33,7	17,7
Ю-XI	868	602	395,4	0,694	0,456	259	144	96,0	0,556	0,371	472,6	206,6	163,0	48,0
Ю-XII	1325	918	563,4	0,693	0,425	494	273	223,4	0,553	0,452	761,6	354,6	270,6	49,6
по II об.:	3777	2617	1441,4	0,693	0,382	1232	681	408,6	0,553	0,332	2335,6	1175,6	823,4	272,4
Всего по г-к залежам мест.:	4342	3033	1670,6	0,699	0,385	1458	839	496	0,575	0,340	2671,4	1362,4	962,0	343,0

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Нефтяные залежи

Для анализа расхождения фактических данных от проектных уровней нефтяных залежей проведено сравнение основных показателей разработки по объектам и в целом по месторождению, результаты которого представлены в таблицах 3.2.18 – 3.2.20 и рисунках 3.2.24 – 3.2.26

Сравнение фактических показателей 2020г проведено с показателями проекта «Анализ разработки ...» 2018г., а за период 01.01.2021 – 31.12.2023г проведено с проектными показателями ПР-2020г., в период с 01.01.2024 по 31.12.2025г проведено с показателями АР-2024г.

В 2020г уровень добычи нефти значительно снизился и составил 1,7 тыс.т нефти против проектных 26,5 тыс.т по причине перебойной работы скважины 2 по техническим неполадкам, а также после смены фонтана на мех.фонд скважины Тын-1 из чего повысилась обводненность на 92,9 % после ПРС обводненность снизилось на 15,9, но в процессе смены с ЭВН на ШГН спустя несколько месяцев скважину закрыли в БД по причине отсутствия притока жидкости в скважине.

За 2021г добыча нефти составила 2,8 тыс.т, незначительное увеличение с предыдущим годом за счет ввода новой скважины 105 на II объекте, но основная доля добыча все еще приходится на скважину 2, недостижение проектных показателей при (10,7 тыс.т), что составляет 27,1% , по причине простоя скважины 105 и бездействия Тын-1, также повлияло не проведение запланированного ГРП по скважине 2.

В 2022г добыча нефти равна 1,1 тыс.т, что на 89,4% отставание от проектного показателя (12,3 тыс.т) из-за простоя с апреля месяца по май скважины 2 из-за технической неполадки с насосом , а также повлияла смена оборудования с УЭЦН на ЭВН на добычу нефти.

За 2023г добыча нефти составила 2,58 тыс.т. что меньше проектного на 74%, по причине того, что не подтвердился заложенный дебит по скважине 102 – 27,8 т/сут, которая была введена в эксплуатацию в сентябре 2022г. Весь полученный объем нефти приходится на объект I, тогда как II объект не разрабатывается.

В 2024г уровень добычи нефти значительно ниже проектных показателей в связи с бездействием скважин на месторождении, в период с января по июль 2024 г. скважина №102 была остановлена по приказу ЦКРР №137/П от 20.12.2023г до утверждения проектных показателей, а также работа скважины 2 остановлена с ноября 2023г, по состоянию на 01.01.2026г возобновление эксплуатации не осуществлялось.

В 2025г добыча нефти велась с отставанием от проектных значений, фактически отобрано 1,9 тыс.т нефти при прогнозных 13,7 тыс.т. Недостижение показателей добычи связано с бездействием скважин.

В целом по нефтяным залежам месторождения добыча нефти с 2020 по 2025г велась со значительным отставанием от запланированных проектных уровней. Недостижение проектных уровней добычи нефти за данный период объясняется несоответствием фактического действующего добывающего фонда в 1 единицу, проектному в 5 единицы, невыполнением ГТМ, заложенных в рамках «ПР-2021г», бездействие скважин объекта II, а также техническими причинами, связанными с частым проведением ремонта скважин и высоким уровнем обводненности.

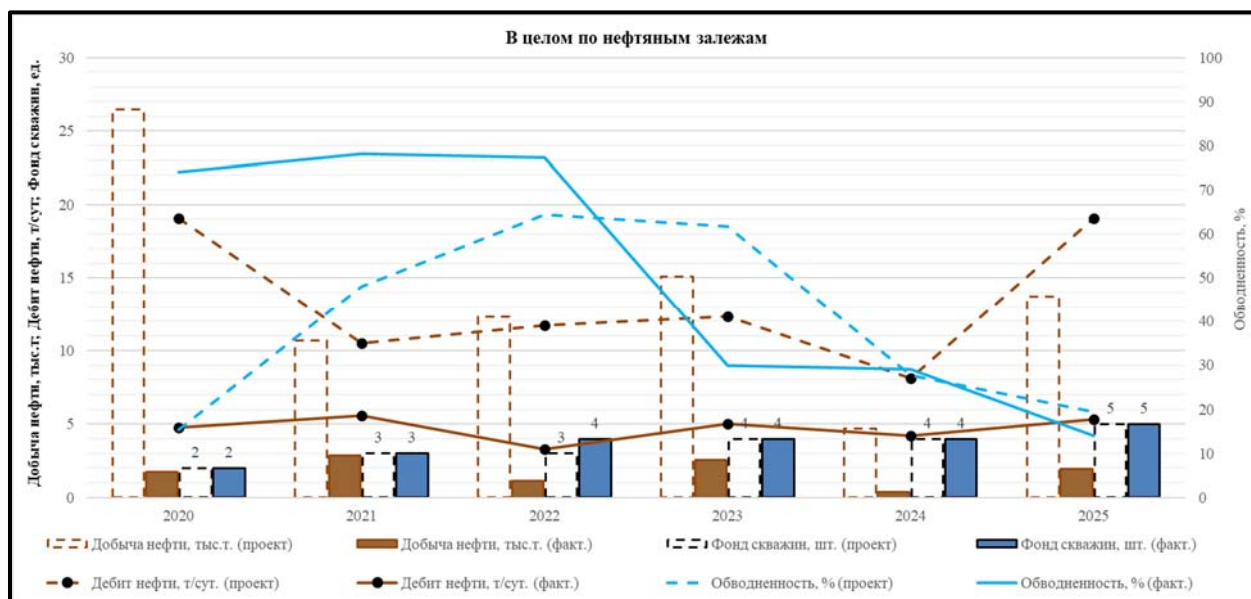


Рисунок 3.2.24 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по нефтяным залежам в целом

I объект (горизонт Ю-ХПБ)

За 2020г добыча нефти составила 1,7 тыс.т, что существенно меньше проектного значения на 74,7%, причина спада добычи нефти из-за частых простоев скважины в результате ПРС, а также роста обводненности по сравнению с предыдущим годом до 71,9 %.

В 2021г фактическая добыча нефти равна 2,6 тыс.т, что меньше проектной добычи на 29,5%. По сравнению с предыдущим годом добыча стабилизировалась, за счет полных рабочих дней скважин, но также не достижение проектного уровня добычи возможно из-за невыполнения рекомендуемого ГТМ (ГРП) по скважине 2 указанного в ПР-2020г.

За 2022 год отобрано нефти 1,1 тыс.т, что значительно меньше проектного на 82,3%, в сентябре этого года в эксплуатацию вступила скважина №102 с дебитом 4,8 т/сут., причина низкой добычи объясняется остановкой скважины 2 на 2 месяца из-за ПРС в результате

этого решили сделать смену УЭЦН на ЭВН, данный метод не дал положительного эффекта, так как дебит в среднем составил 3,3 т/сут по сравнению с предыдущим годом 7,4 т/сут.

За 2023г добыча нефти составила 2,58 тыс.т. что меньше проектного на 74%, накопленная добыча нефти 49,8 тыс.т. отставание от проекта на 22%.

В 2024г отобрано всего 0,4 тыс.т. нефти и 0,5 тыс.т. жидкости, накопленная добыча нефти 50,1 тыс.т

2025г отобрано нефти 1,9 тыс.т, накопленная добыча нефти составила 52,1 тыс.т, кин равен 0,042 доли ед., обводненность составила 14 % , дебит по нефти 5,3 т/сут, по жидкости 6,2 т/сут.

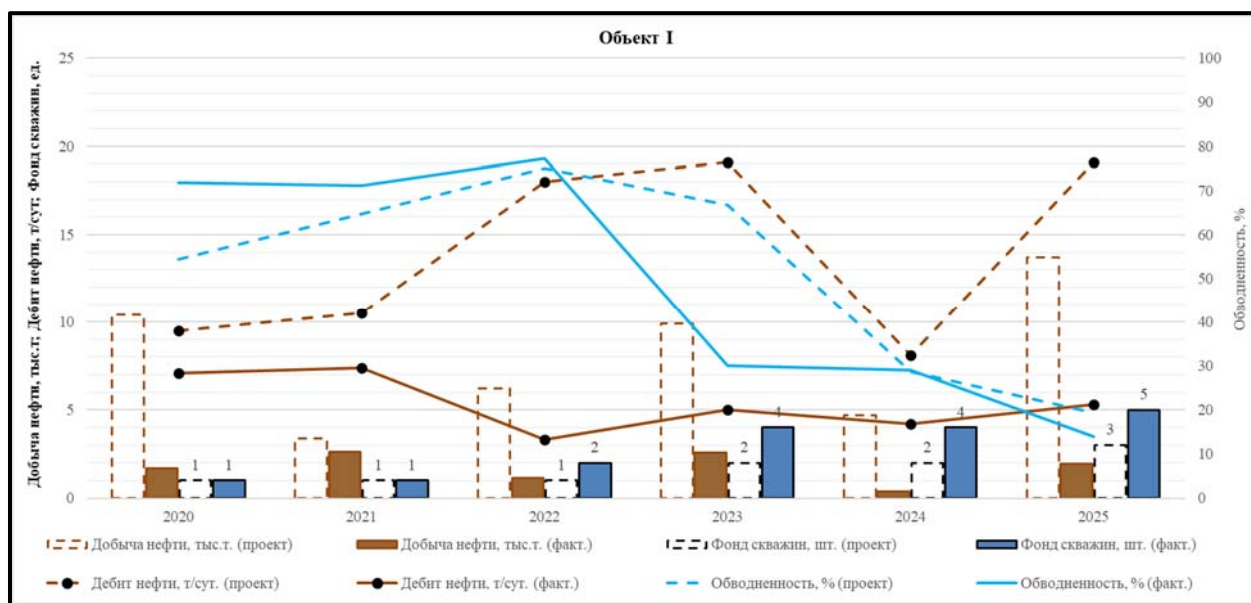


Рисунок 3.2.25 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I объекту

II объект (горизонты Ю-IX и Ю-XI)

Разработка горизонта Ю-IX начата в мае 2017г путём ввода из консервации скважины Тыныштык 1.

За 2020г добыча нефти составила 0,05 тыс.т против проектных 16,1 тыс.т, отставание от проектной добычи на 99,7% вызвано уменьшением добычи нефти из-за остановки скважины Тын-1, по причине смены фонтана на мех. способ (Плунжер лифт). Скважина после смены способа эксплуатации скважины находилась в простое 3 месяца, после чего произведена замена на (ЭВН), однако это привело к резкому увеличению обводненности до 93%, . В апреле 2020 года после перевода на механизированную добычу (ШГН) скважина работала с высоким уровнем обводненности и низким дебитом нефти. Далее обводненность снизилась до 16%. В связи с низким притоком жидкости скважину перевели в бездействие. В декабре этого года в эксплуатацию ввели 105 скважину с дебитом 1,3 т/сут и обводненностью 96%.

В 2021г проектная добыча нефти составляет 7,3 тыс.т, по факту отобрано 0,24 тыс.т нефти, отставание от проектных показателей на 96,8%, среднегодовая обводненность составляет 94,1%, причина недостижения проектных показателей является бездействие скважины Тын-1. В июле 2021 года по скважине 105 был проведен КРС. Далее в августе изолировали интервал горизонта Ю-XI, и был проведен ПВР и ГРП в интервалах горизонта Ю-IX. Положительный эффект от проведения ГТМ отсутствует. По ГИС открытого ствола нефтенасыщенные коллектора в других горизонтах отсутствуют.

В период с 2022 по 2025гг добыча нефти по объекту отсутствует ввиду бездействия скважин Тыныштык-1, по причине отсутствия притока жидкости, и скважины 105 скважине ввиду высокой обводненности. На рисунке 3.2.22 приведен график сравнения фактических показателей разработки с проектными.

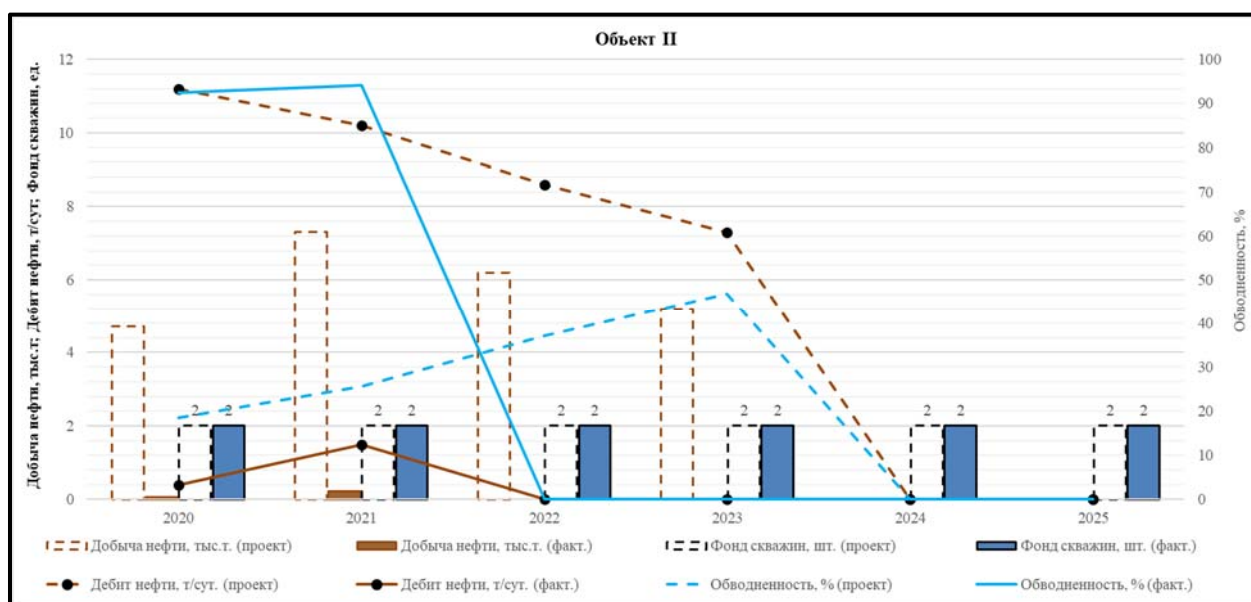


Рисунок 3.2.26 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II объекту

Таблица 3.2.16 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по нефтяным залежам в целом

№№ п/п	Показатели	2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект
1	Добыча нефти, всего, тыс.т/год	1,75	26,47	2,86	10,7	1,13	12,3	2,6	15,1	0,4	4,7	1,9	13,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	55,1	61	58	71,7	59,1	84	61,7	99,1	62,0	70,5	64,0	84,2
3	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1,05	8,49	0,6	0,6	0,05	0,7	0,3	0,9	0,8	0,4	5,3	1,361
4	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м3	5,27	4,9	5,87	5,6	5,92	6,3	6,2	7,2	6,9	16,9	12,2	18,304
5	Текущий КИН, доли ед.	0,02	0,037	0,021	0,026	0,022	0,031	0,023	0,036	0,023	0,026	0,023	0,031
6	Выработанность запасов, %	7	6,7	7,4	9,2	7,5	10,7	7,9	12,6	7,9	9	8,2	10,7
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,2	3,8	0,36	1,4	0,14	1,6	0,33	1,9	0,05	0,6	0,25	1,7
8	Темп отбора от текущих запасов, %	0,2	4,2	0,39	1,5	0,16	1,7	0,36	2,2	0,05	0,6	0,27	1,9
9	Обводненность среднегодовая (по весу), %	74	15,4	78,2	48	77,3	64,4	30	61,7	29	27,7	14	19,4
10	Добыча жидкости, всего, тыс.т	6,73	12,31	13,12	19	4,99	34,6	3,7	39,4	0,5	6,5	2,3	17
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	70,4	75,9	83,5	95,4	88,5	130	75,1	99,1	75,6	103,3	77,9	120,3
12	Среднее пластовое давление, МПа												
13	Газовый фактор, м3/т	597,7	320,7	210,3	56,1	45	56,9	97,8	59,6	2024,8	91,4	2720,7	99,3
14	Коэффициент использования доб. скважин, доли ед.	0,48		0,56		0,52		0,3		0,3		0,2	
15	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, доли ед.	0,63	0,95	0,73	0,93	0,88	0,96	0,8	0,96	0,7		1,0	
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	9,6	14,8	9,6	14,8	12,8	14,8	12,8	18,1	12,8	21,4	16,0	24,7
17	Ввод добывающих скважин, шт.	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	1
18	в т.ч. из бурения	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	1
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	3	3	4	3	4	4	4	4	5	5
22	в т.ч. действующих	2	2	2	3	2	3	1	4	1	4	1	5
23	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	4,78	19,1	5,59	10,5	3,28	11,7	5,0	12,3	4,2	8,1	5,3	19,1
24	по жидкости, т/сут	18,38	22,2	25,67	19	14,43	32,9	7,2	32,2	5,8	11,4	6,2	23,7

Таблица 3.2.17 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту Ю-ХП-А (I объект)

№№ п/п	Показатели	2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	1,7	10,4	2,62	3,4	1,14	6,2	2,6	9,9	0,4	4,7	1,9	13,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	43,43	44,7	46,04	48,1	47,2	54,2	49,8	64,1	50,1	56	52,1	69,7
3	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1,05	0,2	0,41	0,2	0,05	0,4	0,3	0,6	0,8	0,4	5,3	1,361
4	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м3	4,53	3,9	4,94	4,1	4,99	4,4	5,2	5,0	6,0	5,8	11,3	7,129
5	Текущий КИН, доли ед.	0,035	0,036	0,038	0,039	0,038	0,044	0,041	0,052	0,041	0,046	0,042	0,057
6	Выработанность запасов, %	11,3	11,6	12	12,5	12,3	14,1	13,0	16,7	13,1	14,6	13,6	18,1
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,44	0,8	0,68	0,9	0,3	1,6	0,671	2,6	0,097	1,2	0,507	3,6
8	Темп отбора от текущих запасов, %	0,5	0,9	0,77	1	0,34	1,8	0,777	3	0,111	1,4	0,589	4,2
9	Обводненность среднегодовая (по весу), %	71,9	54,4	71,1	64,8	77,3	75,1	30	66,7	29	28,6	14	19,3
10	Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	6	6,5	9	9,6	5	24,8	3,7	29,6	0,5	6,5	2,3	17
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	57,4	57,8	66,4	64,8	71,4	92,3	75,1	121,9	75,6	83,6	77,9	100,5
12	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Газовый фактор, м3/т	615,43	57,4	155,5	-	45	-	97,8		2024,8		2720,7	
14	Коэффициент использования доб. скважин, доли ед.	0,96	-	0,97	-	0,88	-	0,3	-	0,3	-	0,2	-
15	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, доли ед.	0,96	0,85	0,97	0,89	0,71	0,94	0,8	0,94	0,7	-	1,0	-
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	3,2	4,1	3,2	4,1	6,4	4,1	12,8	7,4	12,8	7,4	16	10,7
17	Ввод добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	1
18	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	2	1	4	2	4	2	5	3
21	в т.ч. действующих	1	1	1	1	2	1	1	2	1	2	1	3
22	механизированных	1	1	1	1	2	1	1	2	1	2	1	2
23	Перевод скважин на мехспособ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	7,1	9,5	7,4	10,5	3,3	18	5,0	19,1	4,2	8,1	5,3	19,1
25	по жидкости, т/сут	25,2	20,8	25,5	29,8	14,4	72,,3	7,2	57,4	5,8	11,4	6,2	23,7

Таблица 3.2.18 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту Ю-IX-XI(II объект)

№№ п/п	Показатели	2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект	факт.	проект
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	0,05	4,7	0,23	7,3	0	6,2	0,0	5,2	0,0	0	0,0	0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	11,2	15,9	11,5	23,2	11,5	29,4	11,5	34,6	11,5	14,1	11,5	14,1
3	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,002	0,3	0,194	0,4	0	0,4	0,0	0,3	0,0	0	0,0	0
4	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м3	0,693	1	0,887	1,4	0,887	1,8	0,887	2,1	0,887	11,1	0,887	11,1
5	Текущий КИН, доли ед.	0,011	0,016	0,012	0,024	0,012	0,03	0,012	0,035	0,012	0,014	0,012	0,014
6	Выработанность запасов, %	2,9	5,4	3	7,8	3	9,9	3	11,6	3	4,7	3	4,7
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,01	1,6	0,06	2,4	0	2,1	0	1,8	0	-	0	-
8	Темп отбора от текущих запасов, %	0,01	1,7	0,06	2,6	0	2,2	0	1,9	0	-	0	-
9	Обводненность среднегодовая (по весу), %	92,4	18,5	94,1	25,7	0	37,1	0	46,7	0	0,0	0	0,0
10	Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	0,7	5,8	4,1	9,8	0	9,8	0,0	9,8	0,0	-	0,0	-
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	12,2	17,3	16,3	27,1	16,3	36,9	16,3	46,7	16,3	18,9	16,3	18,9
12	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Газовый фактор, м3/т	29,9	61,7	807,9	-	0	-	-	-	-	-	-	-
14	Коэффициент использования доб. скважин, доли ед.	0,59	-	0,47	-	0	-	-	-	-	-	-	-
15	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, доли ед.	0,32	0,735	0,29	0,979	0	0,979	-	0,979	-	-	-	-
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	6,4	10,7	6,4	10,7	6,4	10,7	6,4	10,7	6,4	10,7	6,4	10,7
17	Ввод добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
21	в т.ч. действующих	2	2	1	2	0	2	0	2	0	2	0	2
22	механизированных	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2	1	2
23	Перевод скважин на мехспособ добычи, шт.	2	2	2	2	2	2	0	2	0	0,0	0,0	0,0
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	0,4	11,2	1,5	10,2	0	8,6	0	7,3	0	0,0	0,0	0,0
25	по жидкости, т/сут	5,5	10,2	26,1	13,7	0	13,7	0	13,7	0	0,0	0,0	0,0

Газоконденсатные залежи**➤ I объект**

На дату отчета объект не разрабатывается.

➤ II объект

Разработка объекта ведется на естественном режиме истощения пластовой энергии 3 добывающими скважинами.

Ниже в таблице 3.2.21 приведено сравнение фактических показателей по объекту с проектными показателями разработки за период 2020-01.07.2023гг. Сравнение фактических показателей проведено с показателями отчета «ПР-2020г».

За 2020г фактическая добыча газа составила 96,9 млн.м³, что ниже на 14,7 млн.м³ проектных показателей. Однако по добыче конденсата отмечается незначительное отставания от проектного уровня – 42,1 тыс.т против 37,8 тыс.т, что возможно обусловлено с заниженной оценкой принятого значения КГФ при расчете технологических показателей добычи в рамках утвержденного проектного документа.

За 2021г добыча конденсата составила 31,3 тыс.т, что ниже проектного на 21,41%. Недостижение проектного уровня добычи конденсата объясняется увеличением обводненности. Фактическая добыча свободного газа находится на уровне проектной и составляет 120 млн м³. Текущий КИГ 0,316 д. ед., а также КИГ 0,301 д. ед., находятся на уровне проектных значений.

За 2022г всего отобрано 145,4 млн.м³ газа и 25,1 тыс.т конденсата. По добыче конденсата фактические показатели не достигают проектных показателей на 10,1 тыс.т. По добыче газа идет превышение на 25%.

За 2023г добыча свободного газа составила 49,9 млн.м³, добыча конденсата 9,3 тыс.т. при проектной добыче 32 тыс.т. Дебит по газу превышает проектных значений 93,4 тыс.м³/сут против 73,3 тыс.м³/сут.

За 2024г добыча конденсата составила 8,9 тыс.т. что на 75,3% меньше проектной добычи 37,6 тыс.т., накопленная добыча конденсата 482,1 тыс.т.

Добыча газа составила 40,6 млн. м³, накопленная добыча по газу 1628,8 млн. м³ это на 87,1 млн. м³ меньше проектных показателей.

В 2025г всего отобрано 41,9 млн. м³ газа и 11,5 тыс.т. конденсата, накопленная добыча газа на дату отчета составляет 1670,7 млн. м³, накопленная добыча конденсата 493,5 тыс.т.

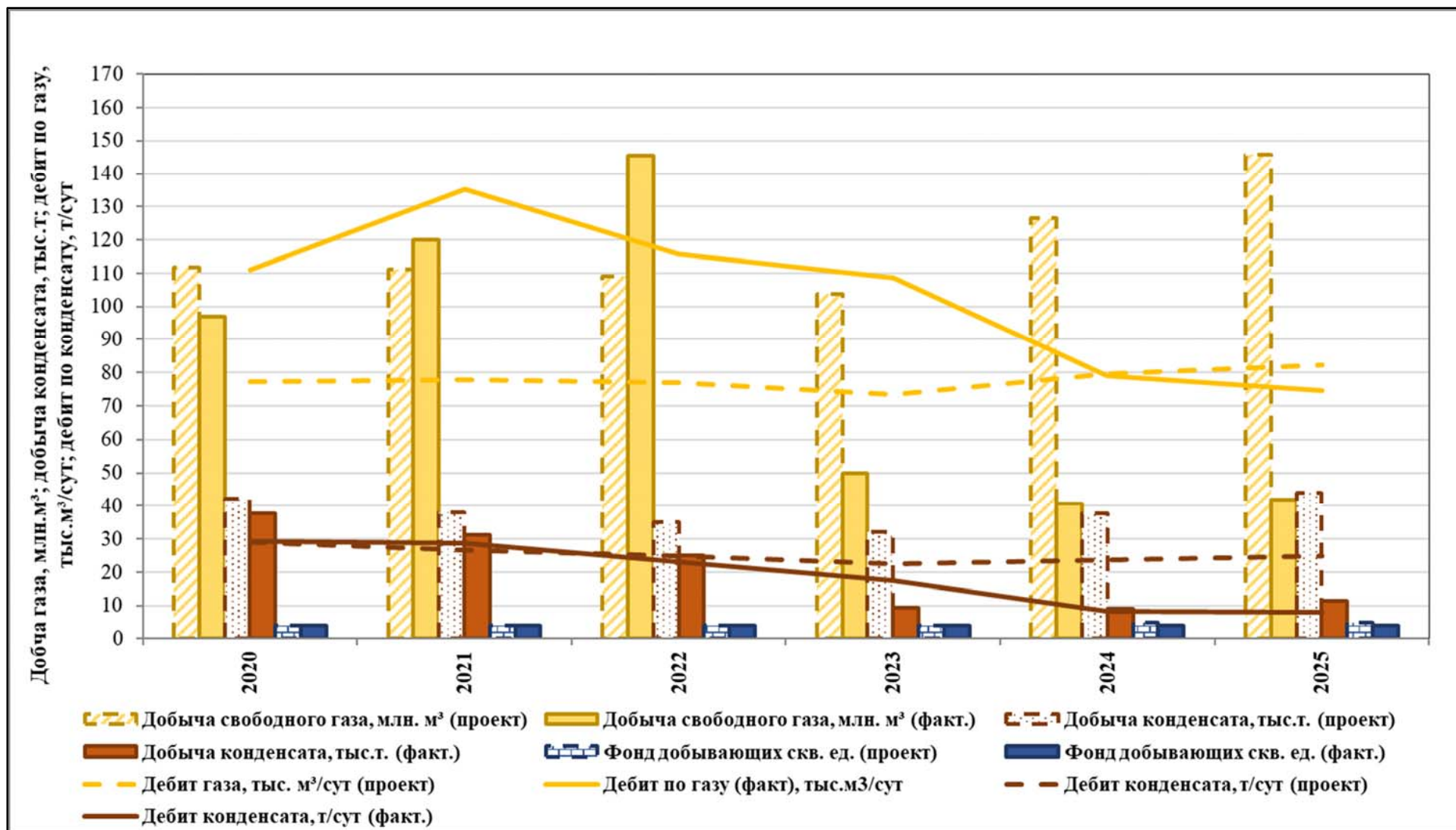


Рисунок 3.2.27 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по газоконденсатным залежам за отчетный период

Таблица 3.2.19 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки газоконденсатных залежей в целом

№.№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2020		2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча свободного газа всего	млн. м³	111,6	96,9	111,1	120	109,1	145,4	103,8	49,9	126,5	40,6	145,8	41,9
	Накопленная добыча свободного газа	млн. м³	1265,4	1250,7	1376,5	1370,7	1485,6	1516,10	1589,4	1565,95	1715,9	1628,8	1861,7	1670,7
2	Темп отбора газа от НИЗ свободного газа	%	3,7	3,2	3,7	4	3,6	4,8	3,4	1,6	4,2	1,5	4,8	1,5
	Темп отбора газа от ТИЗ свободного газа	%	5,9	5,2	6,3	6,7	6,6	8,7	6,7	3,3	8,8	3,6	11,1	3,9
	Выработка от НИЗ свободного газа	%	41,7	41,2	45,4	45,2	49	50	52,4	51,6	56,6	58,4	61,4	59,9
	Коэффициент извлечения свободного газа	доли ед.	0,291	0,313	0,317	0,343	0,342	0,38	0,366	0,392	0,395	0,408	0,429	0,419
	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.	0,282	0,298	0,308	0,321	0,332	0,339	0,354	0,346	0,38	0,353	0,41	0,361
3	Добыча конденсата	тыс.т	42,1	37,8	38	31,3	35,2	25,1	32	9,3	37,6	8,9	43,9	11,5
	Накопленная добыча конденсата	тыс.т	411,4	407,2	449,4	438,5	484,6	463,6	516,6	472,9	554,2	482,1	598,1	493,5
4	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	в том числе: из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	из другого фонда	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	5	4	5	4
	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	ед.	4	4	4	3	4	3	4	3	5	4	5	4
5	Ср.суточный дебит одной добывающих скважин по газу	тыс. м³/сут	77,3	74,6	77,7	109,6	77,0	132,8	73,3	93,4	79,5	37,3	82,3	28,7
	Ср.суточный дебит одной добыв. скв. по конденсату	т/сут	29,1	29,2	26,5	28,6	24,9	22,9	22,6	17,4	23,6	8,2	24,8	7,8
6	КТФ	г/м³	377,2	390,5	342,0	260,8	322,6	172,7	308,3	185,9	297,2	219,5	301,1	273,6
7	Коэф. экспл. фонда добыв. скв.	доли ед.	0,95	0,97	0,95	1	0,97	1	0,97	0,98	0,97	0,91	0,97	1,00

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

Нефтяные залежи. В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки нефтяных залежей месторождения Сазтобе Восточный, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется на информации, полученной по ограниченной группе скважин, пробуренных и исследованных геофизическими и гидродинамическими методами.

Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, начальное положение ВНК и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение.

На базе полученного распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $y(x)$ и производительности $W(x)$.

После чего, используя схему Стайлза, представляющую собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – долю вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей для месторождения проводилось на основании прямых определений следующих параметров модели:

V_3^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;

V_n^2 – неоднородность пластов по проницаемости;

$V_{я}^2$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

$K_{прод.ср.}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин;

$K_{пр.ср.}$ – среднее значение проницаемости.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике, основные принципы и формулы которой изложены в работах.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для месторождения Сазтобе Восточный проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенных объектов разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

Газоконденсатные залежи. Расчет основных прогнозных технологических параметров (режима работы скважин) разработки газовых и газоконденсатных месторождений, т.е. условий, при которых обеспечивается стабильная добыча газа, зависит от ограничивающих природных факторов: режима работы залежи, типа залежи, начальных пластовых давления и температуры, состава пластового газа, прочности пород коллектора и т.д.

Залежи всех продуктивных газоконденсатных горизонтов относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически и литологически экранированных. Продуктивная часть разреза вскрыта в интервале глубин 2650 - 3280 м. Отложения этой части представлены чередованием тонких прослоев песчаных и глинистых пород, не выдержанных по простиранию и по толщине. Коллектора представлены песками, алевролитами и сцементированными песчаниками. Тип коллектора во всех залежах – поровый.

Структура, к которой приурочено месторождение, представляет собой валовое поднятие, протягивающаяся в субширотном направлении, обособляющиеся локальными сводами (р-н скв. 1, 1А, 3, р-н скв. 5, НС-43, р-н скв. 2, 4, 5) осложненными тектоническими разрывными нарушениями.

Применительно к газоконденсатным залежам характерны два природных режима – газовый и водонапорный. Так как, основными факторами, оказывающими влияние на режим, являются особенности геологического строения резервуара и пластовой водонапорной системы, то для газоконденсатных залежей месторождения Сазтобе Восточное режим принят как водонапорный.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Нефтяные залежи. В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемое историческое сопоставление, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки.

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_\partial(t)$ с учетом известного общего числа введенных в работу скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_\partial(t) / Q_0(t)} \quad (3.3.1)$$

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_0(t)$, $q_F(t)$, и $Q_{FD}(t)$ по формуле:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t) / q_0(t)} \quad (3.3.2)$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр $q_0(t)$, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем, на базе полученной модели выполняется прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

Газоконденсатные залежи. Технологические показатели разработки газоконденсатной залежи для газового режима определялись по следующей системе уравнений.

1. *Определение пластового давления.* Зависимость средневзвешенного по объему текущего пластового давления от накопленной добычи газа определялась по уравнению материального баланса:

$$P_{пл.тек} = \left\{ \left[\frac{\alpha * \Omega_n * P_{пл.нач}}{T_{пл.нач} * Z_{пл.нач}} * \rho_{гкс.ст.нач} * \left(\frac{Z_{ст} * T_{ст}}{P_{ст}} \right) \right] - M_{жид.вып} - M_{гкс.нак} \right\} * \frac{T_{пл} * Z_{пл.тек}}{\alpha * \Omega_n - \Delta \Omega_k + \rho_{гкс.ст.тек} * \frac{P_{ст}}{T_{ст} * Z_{ст}}}$$

где $P_{пл.тек}$ – текущее пластовое давление к моменту t ;

$\alpha \Omega_n$ – начальный поровый объем, занятый газоконденсатной системой, млн.м³;

$P_{пл.нач}$ – начальное пластовое давление, МПа;

$T_{пл.нач}$ – начальная пластовая температура, К;

$Z_{пл.нач}$ – начальный коэффициент сжимаемости газа;

$\rho_{гкс.ст.нач}$ – плотность газоконденсатной смеси в стандартных условиях, кг/м³;

$T_{ст}$ – температура стандартная, К;

$Z_{ст}$ – коэффициент сверхсжимаемости газоконденсатной системы при $P_{ст}$ и $T_{ст}$,

д.ед;

$P_{ст}$ – давление стандартное, МПа;

$M_{жид.вып}$ – масса выпавшей в пласте жидкой фазы, тыс.т;

$M_{гкс.нак}$ – накопленная масса добытой газоконденсатной смеси, тыс.т;

$T_{пл}$ – пластовая температура, К;

$Z_{пл.тек}$ – текущий коэффициент сжимаемости газа;

$\alpha * \Omega_n - \Delta \Omega_k$ – текущий поровый объем, занятый газоконденсатной смеси, млн.м³;

2. *Определение дебита скважин.* Приток газа к вертикальным скважинам определялся по двучленному уравнению:

$$q(t) = -\frac{A * (\mu * Z)_{ср}}{2 * B * Z_{ср}} + \sqrt{\left(\frac{A * (\mu * Z)_{ср}}{(2 * B * Z_{ср})} \right)^2 + \frac{(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{(B * Z_{ср})}}$$

где $q(t)$ – текущий дебит проектных скважин к моменту времени t ;

A – коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс.м³/сут);

μ – вязкость газоконденсатной смеси, мПа*с;

Z – текущий коэффициент сжимаемости газа;

$(\mu * Z)_{ср}$ – произведение среднее, $\{(\mu * z)_{пл} + (\mu * z)_{заб}\} / 2$

B – коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс.м³/сут)²;

$Z_{ср}$ – средний текущий коэффициент сжимаемости газа, $(Z_{пл} - Z_{заб}) / 2$;

$P_{пл}$ – текущее пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$ – текущее забойное давление, МПа.

3. *Определение давления на устье скважины.* Уравнение распределения давления по стволу работающей вертикальной газовой скважины:

$$P_y = \sqrt{\left(\frac{P_{заб}^2 - \Theta * q^2}{e^2 s} \right)}$$

$$S = \frac{0,034515 * \rho_{у.отн} * L}{(Z_{ср} * T_{ср})}$$

$$\Theta = \frac{1,377 * \lambda * Z_{ср}^2 * T_{ср}^2 * (e^2 s - 1)}{(d_{вн} * 100)^5 * 0,098066^2}$$

где P_y – текущее устьевое давление;

$P_{заб}$ - текущее забойное давление, МПа;

Θ - гидравлическое сопротивление движению газа в стволе скв.;

q – дебит газа, тыс.м³/сут;

s – величина, учитывающая вес столба газа в скважине;

λ - коэффициент гидравлических сопротивлений;

$Z_{ср}$ – средний текущий коэффициент сжимаемости газа, $(Z_{пл} - Z_{заб})/2$

$T_{ср}$ – пластовая температура средняя, К;

$d_{вн}$ - диаметр подъемника, м.

$\rho_{у.отн}$ - плотность газа относительная устьевая,

L - глубина скважины, м.

4. *Определение содержания C5+выше.* По результатам лабораторных экспериментов построена изотерма конденсации пластовой смеси, которая в дальнейшем была использована в расчетах. Зависимость потенциального содержания конденсата от давления принята по результатам адаптации расчетного КГФ к фактическому КГФ (рис. 3.32).

5. *Определение коэффициента сверхсжимаемости газа.* В процессе разработки месторождения происходит снижение пластового давления и, связанное с этим, изменение коэффициента сверхсжимаемости пластового газа. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости от давления (рис. 3.3.1 д) принята по результатам осреднения полученных значений по лабораторным данным.

6. Зависимости плотности пластового флюида от давления (а), отношения объема выпавшей жидкости к общему объему от давления (б) и мольной доли сухого газа от давления (в) приняты по результатам проверки баланса.

По результатам лабораторных экспериментов построены зависимости коэффициента сжимаемости газа от пластового давления, которые в дальнейшем использованы в расчетах (подробнее см. раздел 2.3).

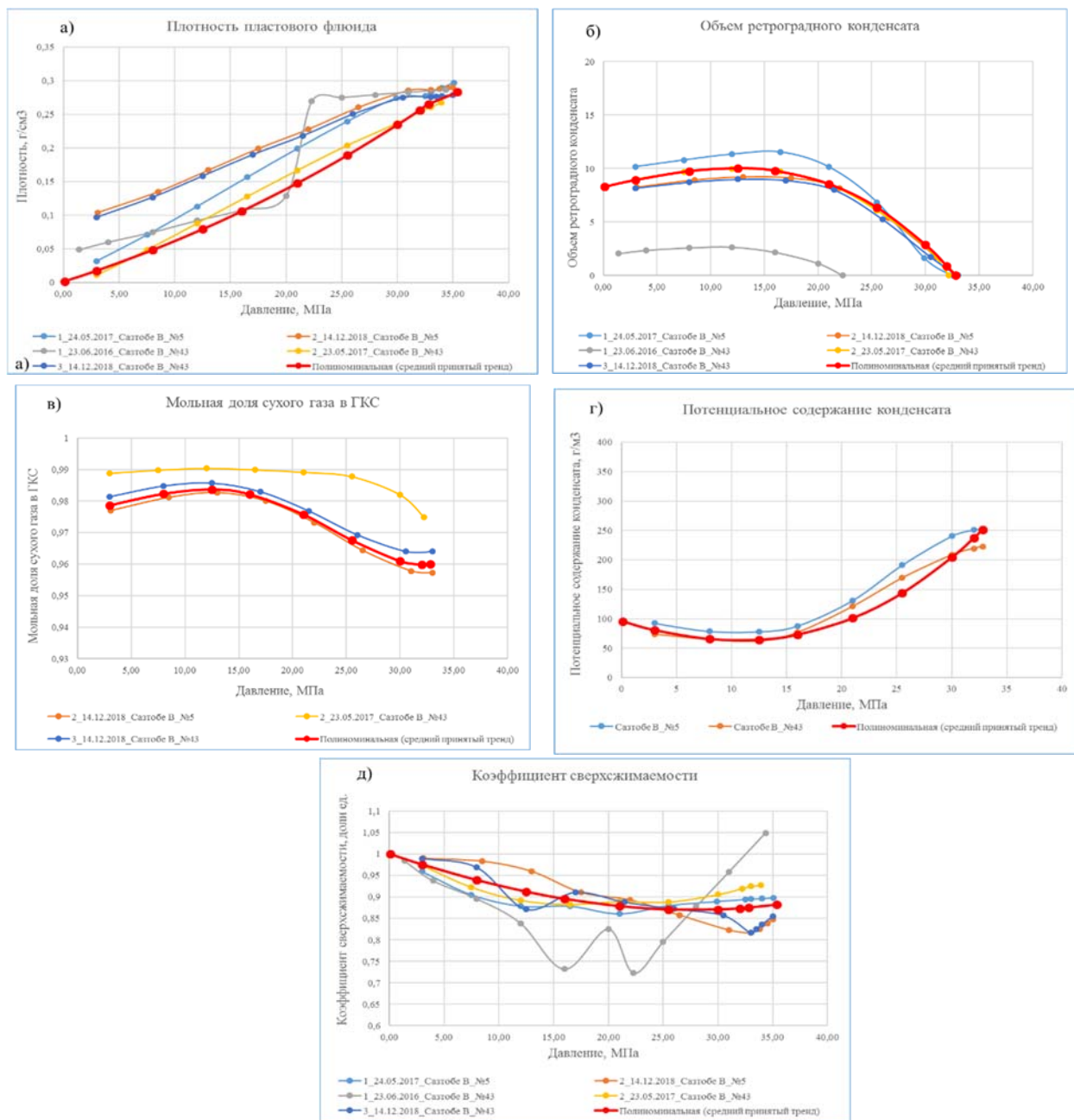


Рис. 3.3.1 - Методы получения зависимостей физико-химических параметров от давления

Выбор технологического режима работы скважин

Под технологическим режимом эксплуатации газовых (газоконденсатных) скважин понимается поддержание на забое (устье) скважин (путем регулирования дебита или забойного давления) условий, обеспечивающих соблюдение правил охраны недр и безаварийную эксплуатацию скважин.

Особенности геологического строения залежи, природные факторы влияют на обоснование продуктивных характеристик скважин, то есть на их технологический режим

эксплуатации. В случаях, когда природные условия не налагают ограничений на величину дебитов скважин, отборы из скважин устанавливают, исходя из технико-экономических соображений или нужд потребителя.

Следует отметить, что в период опробования скважинами газоконденсатных залежей месторождения Сазтобе Восточный, каких либо осложнений от природного фактора не было установлено, если не учесть частичного проявления воды в продукции скважины 3. Проявление воды в продукции скважины можно отнести к значительной выработке запасов некоторых горизонтов, имеющих относительно малые геологические запасы и к тому же, что практически все залежи р-н скв. 3 имеют вид ловушки неполнопластовых (водоплавающие залежи). Подобные залежи при оптимальном режиме (равномерное поднятие ГВК) работы скважин могут эксплуатироваться с небольшими создаваемыми депрессиями.

Также отмечается, что в ОПЭ-2011г. для данного месторождения не предусматривалось построение детальной геолого-гидродинамической модели, поэтому сложно было обосновать даже приближенные технологические режимы работы скважин, при которых будет иметься возможность исключить преждевременный прорыв конуса воды. В период опробования на скважинах создаваемая депрессия достигала более 20 МПа и при этом, каких-либо осложнений в работе скважин не было установлено, но, тем не менее, в период промышленной эксплуатации депрессия в среднем держалась на уровне 10-15 МПа.

Результаты газодинамических исследований периода опробования показывают, что продуктивность пластов (горизонтов) имеет широкий диапазон изменения. С относительно низкими продуктивностями выделяются продуктивные пласты скважины Нсановская-43 (опробована в период 1993-1994г).

Проведенные газодинамические исследования скважин не полностью отражают продуктивность горизонтов. Как было выше сказано, продуктивность горизонтов имеет широкий диапазон, и для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления результаты режимных исследований не полностью характеризуют истинных значений.

В связи с тем, что в пластовом газе имеется также конденсат (306,4-376,1 г/м³), который при разработке, возможно, будет откладываться в забое скважин, при выборе технологического режима скважин следует рассмотреть эксплуатацию при таких дебитах, которые позволят произвести вынос жидкости из забоя. Для увеличения скорости потока в НКТ, рекомендуется произвести подбор диаметров подъемника, для создания оптимального режима эксплуатации.

Многие компоненты природного газа (метан, этан, пропан, изобутан, углекислый газ, азот, сероводород) соединяясь с водой при определенных термобарических условиях, представляют опасность образования газовых гидратов непосредственно в стволе скважин,

это может привести либо к снижению их пропускной способности, либо к их полной закупорке. Для данного месторождения по результатам исследований определен диапазон давления, при котором образуется гидрат, 2-5,9 МПа.

Выбор технологического режима скважин на период промышленной разработки эксплуатации месторождения проводился на основе результатов опробования скважин Нсановская-43, 5, 3, 1А. Учитывая текущие показатели разработки газовых скважин, очевидно, что дальнейшие тенденции и перспективы разработки газоконденсатных залежей месторождения по-прежнему будут определяться эффективностью существующего режима разработки (Руст мин=60 атм, использование дожимных компрессоров, Р нач.конлд.=32,5 МПа и т.д).

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Месторождение Сазтобе Восточное представляет собой совокупность газоконденсатных и нефтяных залежей, где в разрезе среднеюрского возраста установлено 10 продуктивных горизонтов в отложениях средней юры. В пределах 10 горизонтов, 4 нефтяных залежей (Ю-II, Ю-IIIА, Ю-IIIБ, Ю-XIIБ); 3 газонефтяных (Ю-IX, Ю-XI, Ю-XIIА) и 5 газоконденсатных (Ю-IV, Ю-V, Ю-VIA, Ю-VIIА, Ю-VIIБ, Ю-X).

Залежи всех продуктивных горизонтов относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически и литологически экранированных. Продуктивная часть разреза вскрыта в интервале глубин 2650 - 3280 м. Отложения этой части представлены чередованием тонких прослоев песчаных и глинистых пород, не выдержанных по простиранию и по толщине. Коллектора представлены песками, алевролитами и сцементированными песчаниками.

Нефтяные залежи. В действующем проектном документе «Проект разработки нефтяных залежей месторождения Сазтобе Восточное» выделены три эксплуатационных объекта:

- I нефтяной объект – нефтяные залежи горизонта Ю-XIIБ (район скв. 2);
- II нефтяной объект – нефтяные залежи горизонтов Ю-IX и Ю-XI (район скв. Тын-1);
- III нефтяной объект – нефтяные залежи горизонтов Ю-II, Ю-IIIБ (район скв. 1А);

Таблица 3.4.1 - Распределение запасов нефти по горизонтам и категориям

Горизонты	Запасы нефти по категориям C ₁ /C ₂ , тыс.т				
	В целом	район скв. C-2,5	район скв. Т-1	район скв. С.В.-1, 1А	район скв. С-4
Ю-II	287/142	-/-	-/-	287/142	-/-

Ю-III-A	-/230	-/-	-/-	-/230	-/-
Ю-III-B	231/55	-/-	-/-	231/55	-/-
Ю-IX	804/40	-/-	804/40	-/-	-/-
Ю-XI	177/162	-/-	177/162	-/-	-/-
Ю-XII-A	-/142	-/-	-/-	-/-	-/142
Ю-XII-B	1227/436	1227/436	-/-	-/-	-/-
В целом	2726/1207	1227/436	981/202	518/427	-/142

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта Б горизонта Ю-XII выделены по ГИС суммарной толщиной от 6 м (Сазтобе-5) до 15,2 м (Сазтобе-2). Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,62, расчлененности 3,8.

При опробовании в скважине Сазтобе -2 интервала 3225-3245м, получен дебит нефти 20,36 м³/сут через 5мм штуцер.

Самая нижняя отметка нефтенасыщенного пласта зафиксирована на глубине -3299 м; кровле водонасыщенного пласта соответствует отметка -3317,5 м. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. Сазтобе -5 на абсолютной отметке -3299 м.

Высота нефтяной части залежи с учетом принятого ВНК составляет 54,1 м, площадь нефтеносности - 2001 тыс. м².

К горизонту Ю-IX в районе скважины Тын-1 приурочена нефтяная залежь. Наличие нефтяной залежи впервые установлено по результатам опробования, проведенного в скважине Тын-1. В июне 2012 года из интервалов перфорации 3100-3110м, 3057-3072м вместо ожидаемого притока газа с конденсатом был получен приток нефти, дебит нефти при этом составил 93 м³/сут, через 7 мм штуцер.

Водораздел находится в пределах отметок -3128,8м, которая соответствует подошве нефтяного пласта и -3130,8м, которая соответствует верхней отметке воды в скважине Тын-1. Учитывая близость отметок нефти и воды, ВНК принят по кровле водоносного пласта в скважине Тыныштык-1 на абсолютной отметке -3130,8м. Площадь нефтеносности с учетом принятого ВНК составляет 1880 тыс. м², высота залежи 54,8м. Также в районе данной скважины в горизонте Ю-XI получила развитие нефтяная залежь, впервые открытая в результате проведенного опробования в скважине Тын-1.

В апреле 2012 года в скважине Тын-1 из интервала перфорации 3183-3189м, считавшегося ранее газоконденсатным, вопреки ожиданиям был получен приток нефти дебитом 5,1 м³/сут, через 7 мм штуцер.

ВНК принят условно по подошве нефтяного пласта в скв. Тын-1 на абсолютной отметке -3206 м. Высота залежи при принятом положении ВНК равна 6 м; площадь нефтеносности - 3150 тыс. м².

Продуктивный горизонт Ю-II продуктивен по данным материалов ГИС и опробования скважин Сазтобе В.-1 и Сазтобе В.-1А., эффективные нефтенасыщенные

толщины составляют 7,1 м и 5,1 м. При испытании в скважине Сазтобе В.-1А в интервале 2674-2682 м получен приток нефти дебитом 20 м³/сут через 5 мм штуцер.

Водонефтяной контакт по ГИС не установлен и условно принят по подошве опробованного нефтеносного в скв. Сазтобе В.-1А на абсолютной отметке -2698,1 м.

Высота залежи при принятом положении ВНК составляет 27 м. Площадь нефтеносности 2569 тыс. м².

Горизонт Ю-ШБ нефтенасыщен по данным ГИС и опробования скважин Сазтобе В.-1 и Сазтобе В.-1А. Эффективные нефтенасыщенные коллектора по результатам обработки материалов ГИС выделены толщиной 6,7 м и 3,2 м. В остальных скважинах водоносные коллектора.

При опробовании в интервале 2732-2737м в скважине Сазтобе В.-1А через 7 мм штуцер получен приток нефти дебитом 12,9 м³/сут.

В августе 2022г на объект II пробурена оценочная скважина ОС-1 с целью доизучения геологического строения и подтверждения запасов категории С₂ с последующим переводом запасов в более высокие категории. При освоении азотным компрессором интервалов 3082-3089, 3122-3128, 3148-3151 получены следующие результаты: I Объект сухой, II объект - слабый приток нефти, III объект получен фонтан.

В рамках ПР-2020г бурение данной скважины заложено в 2023г, целевым объектом являлся I объект, горизонт Ю-ШБ. Проектный дебит нефти – 27,8 т/сут. Фактически скважина была пробурена с опережением и введена в эксплуатацию в сентябре 2022г с начальным дебитом нефти 4,8 т/сут

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве опробованного нефтеносного пласта в скважине Сазтобе В.-1А на абсолютной отметке -2754,9 м. Высота залежи при принятом положении ГВК составляет 13,5 м. Площадь нефтеносности 1548 тыс. м².

В рамках настоящего Дополнения к проекту выделение эксплуатационных объектов принято аналогично действующему проектному документу и претерпело изменений.

В таблице 3.4.2 представлены исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов разработки газоконденсатных залежей.

Таблица 3.4.2 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов нефтяных залежей

Параметры	I	II	III
	гор. Ю-ХПА	гор. Ю-IX+XI	гор. Ю-II+Ю-ШБ
Средняя глубина залегания, м	3247,8	3099	2728
Тип залежи	Пластово сводовое		
Тип коллектора	Поровый		
Площадь нефтегазоносности (по категориям запасов С ₁ /С ₂), тыс. м ²	1082/919	2079/1553	2145/4444
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,8	6,2	1,5
Пористость, доли ед.	0,18	0,14	0,18
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.	0,71	0,54	0,6

Проницаемость, 10^{-3}мкм^2	0,003	0,0003	0,003
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,62	0,42	0,17
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,8	3,8	2,2
Пластовая температура, °C	101	97	97
Пластовое давление, МПа	35	34	34
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа с	2,07	1,35	1,35
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,836	0,796	0,796
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,155	1,194	1,194
Содержание в нефти, %			
серы	0,99	1,8	1,8
парафина	1,74	1,0	1,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,4	12,4	12,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	57,4	61,7	61,7
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа с	1		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,135		
Средняя продуктивность, м ³ /(сут · МПа)	2,6	0,79	
Средняя приемистость, м ³ /(сут · МПа)	-	-	-
Начальные геологические запасы нефти (утвер. ГКЗ РК), тыс.т	1179/3267	1252/1063	
в том числе: по категории C ₁ /C ₂			
Начальные извлекаемые запасы раств газа (утвер. ГКЗ РК), млн.м ³	68/188	77/33	
в том числе: по категории C ₁ /C ₂			
Коэффициент нефтеизвлечения нефти (утвер. ГКЗ РК), доли ед.	0,29/0,23	0,29/0,23	
в том числе: по категории C ₁ /C ₂			

Газоконденсатные залежи. В действующем проектом документе «Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатных залежей месторождения Сазтобе Восточное» на месторождении были выделены 2 газоконденсатных объекта разработки, из которых один основной (нижние горизонты) и один возвратный (верхние горизонты):

- I объект – юрские горизонты Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII в блоках II и IV;
- II объект – юрские горизонты Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI, Ю-XII в блоках II, III, IV.

В 2019г компанией PGS проведены работы по переобработке и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ. По результатам чего была уточнена система тектонических нарушений и изменена геолого-структурная поверхность.

После ПЗ-2016г на месторождении не были пробурены новые скважины, однако геологическое строение месторождения претерпело некоторые изменения по сравнению с утвержденным.

В горизонтах Ю-II, Ю-IIIА и Ю-IIIБ газовые пласты изменены на нефтяные учитывая испытания в скважине Сазтобе Вост.-1А.

Пласты-коллекторы Ю-VII горизонта при уточнении корреляции сместился на нижний горизонт Ю-VIIIА.

В апреле 2012 года в скважине Тын-1 из интервала перфорации 3183-3189м горизонта Ю-XI, считавшегося ранее газоконденсатным, вопреки ожиданиям был получен приток нефти дебитом 5,1 м³/сут., через 7 мм штуцер.

В рамках настоящего отчета выделению и объединению залежей в объекты разработки способствовали такие критерии, как: эффективная толщина продуктивного

горизонта, положение ГВК, ФЕС коллекторов и физико-химические свойства насыщающих их флюидов, характер изменения данных параметров по площади и разрезу, а также степень изученности залежей и величины геологических запасов УВ.

Выбор и обоснование объектов разработки выполнены с учетом ранее утвержденных проектных решений, доказавших свою эффективность, а также новых данных о геологическом строении месторождения.

В целом по газоконденсатным залежам юрских горизонтов рекомендуется сохранить ранее обоснованную схему объединения газонасыщенных горизонтов в ранее выделенные эксплуатационные объекты с учетом уточненной геологической модели (новых подсчетных объектов-пластов в номенклатуре ранее выделенных горизонтов), поскольку в настоящее время уже сложилась система разработки, также имеется долгая история совместной разработки горизонтов и учета добычи продукции. С учетом уточнения геологического строения выделение объектов выглядит следующим образом:

- I объект – газоконденсатные залежи горизонтов Ю-IV, Ю-V (р-н скв. С.В.-3, С.В.-1А);
- II объект – газоконденсатные залежи горизонтов Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI, Ю-XII.

Таблица 3.4.3 - Распределение геологических запасов свободного газа по горизонтам и по категориям

Горизонты	Запасы свободного газа (C_1/C_2), млн.м ³			
	В целом	район скв. С-4	район скв. С.В.-5, НС-43	район скв. С.В.-1, 1А, 3
Ю-IV	548/-	- / -	- / -	548/-
Ю-V	53 / -	- / -	- / -	53 / -
Ю-VIA	-/41	- / -	- / -	-/41
Ю-VIIA	85/73	- / -	- / -	85/73
Ю-VIIB	439 / 108	- / -	439/20	-/88
Ю-IX	1023 / 1313	-/94	176/-	847/1219
Ю-X	114/80	- / -	-/-	114/80
Ю-XI	910 / 581	- / -	365/85	545/496
Ю-XIIA	1403 / -	- / -	267/-	1136/-
В целом	4575/2196	-/94	1247/105	3328/1997

В таблице 3.4.2 представлены исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов разработки газоконденсатных залежей.

Таблица 3.4.4 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов газоконденсатных залежей

Параметры	Объекты	
	I	II
	продуктивные горизонты IV, V	продуктивные горизонты VIIIB, IX, X, XI, XIIA
Средняя глубина залегания, м	2815,2	3126,9
Тип залежи	Пластово сводовое	
Тип коллектора	Поровый	
Площадь газоносности, тыс. м ²	2525	14826/16906
Средняя газонасыщенная толщина, м	8,2	10,5
Пористость, доли ед.	0,23	0,17
Средняя насыщенность газом, доли ед.	0,81	0,63
Проницаемость, мкм ²	0,03	0,29

Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,36	0,34
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,2	3,2
Пластовая температура, °С	91	99
Пластовое давление, МПа	31,2	34,8
Коэффициенты фильтрационного сопротивления; МПа/(тыс.м ³ /сут)		
a	0,743	
b	0,066	
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	376,1	283,4
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа · с	1	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,135	
Начальные геологические запасы свободного газа, млн.м ³ по категории C ₁ /C ₂	601/-	3974/2155
Начальные геологические запасы сухого газа, млн.м ³ по категории C ₁ /C ₂	565/-	3777/2048
Начальные геологические запасы конденсата, тыс.т по категории C ₁ /C ₂	226/-	1232/655
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,736	0,693
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,699	0,553

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем отчете рассмотрены два варианта. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Первый вариант

Нефтяные залежи

Вариант предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся системе разработки. Для достижения утвержденного значения коэффициента извлечения и более полной выработки запасов нефти предусмотрен ввод из бурения 9 добывающих вертикальных скважин, ввод из освоения 1 скважины, ввод из бездействующего фонда 1 скважины, реализацию ППД, путем перевода под нагнетание 1 добывающей скважины и проведение ГТМ.

С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин, для увеличения коэффициента извлечения нефти по эксплуатационным объектам также предусматриваются мероприятия по вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти путем проведения ГТМ:

Объект I. Проведение ГРП в скважине №102;

Объект II. Перевод под закачку 1 скважины (№105) после отработки на нефтенасыщенные горизонты.

Газоконденсатные залежи

В рамках 1 варианта предусмотрено продолжение разработки II эксплуатационного объекта при сложившейся системе разработки с дополнительным бурением 1 скважины, а

также освоение I объекта путем бурения 1 скважины. Дополнительно предусмотрены ГТМ по ПВР на 4 скважинах, РИР и ОРЭ на 1 скважине. Таким образом, вариант предполагает бурение 2 добывающих скважин и проведение ГТМ.

Согласно первому варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 15 и 6 ед., соответственно.

Второй вариант

Нефтяные залежи

Базируется на первом варианте разработки, предусматривает уплотнение сетки скважин, путем ввода из бурения дополнительно к 1 варианту 5 добывающих вертикальных скважин.

В целом по нефтяным залежам фонд добывающих скважин составляет 20 ед.

I объект повторяет вариант 1

На II объект в дополнение к 1 варианту предусматривается ввод из бурения 3 добывающих скважин. С учетом всех проведенных ГТМ фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

На III объект в дополнение к 1 варианту планируется ввод из бурения 2 добывающих скважин. Фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Газоконденсатные залежи

Базируется на принципах 1 варианта разработки, дополнительно, предусматривает бурение одной скважины на II объекте. Программа проведения ГТМ аналогична 1 варианту разработки.

Согласно второму варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 20 и 7 ед., соответственно.

График бурения добывающих скважин и план геолого-технических мероприятий по нефтяным залежам представлены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.5 – Адресная программа геолого-технических мероприятий по нефтяным залежам

№№ скв.	Вид ГТМ	Объект	Дата	Дебит нефти, т/сут	Варианты
ГС-1	ввод из освоения	I	2026	21,0	1+2
102	ГРП	I	2027	12,6	1+2
Тын-1	ввод из бездействия	II	2026	8,0	1+2
106	ввод из бурения	II	2027	20,0	1+2
112	ввод из бурения	II	2029	27,2	1+2
107	ввод из бурения	III	2033	18,3	1+2
100	ввод из бурения	I	2034	32,0	1+2
101	ввод из бурения	I	2035	31,9	1+2
114	ввод из бурения	II	2031	13,6	1+2
115	ввод из бурения	II	2032	19,8	1+2
113	ввод из бурения	II	2034	22,6	1+2
105	перевод под закачку	II	2030	-	1+2
108	ввод из бурения	III	2034	20,1	1+2
118	ввод из бурения	II	2036	7,1	2
119	ввод из бурения	II	2037	6,1	2

120	ввод из бурения	II	2037	6,1	2
121	ввод из бурения	III	2038	7,0	2
122	ввод из бурения	III	2038	7,0	2
P-1	Бурение резервной скважины				1+2
P-2	Бурение резервной скважины				1+2

Программа бурения газоконденсатных добывающих скважин и план геолого-технических мероприятий представлены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.6 – Адресная программа геолого-технических мероприятий по газоконденсатным залежам

№№ скв.	Вид ГТМ	Объект	Дата	Дебит газа, тыс.м³/сут	Варианты
5	ПВР	II	2026	7,1	1+2
1A	ПВР	II	2029	2,8	1+2
43	ПВР	II	2031	17,4	1+2
3	ПВР	II	2028	6,1	1+2
3	РИР	II	2028	-	1+2
3	ОРЭ	I/II	2033	-	1+2
116	ввод из бурения	II	2030	45,5	1+2
117	ввод из бурения	II	2035	23,6	2
111	ввод из бурения	I	2033	56,4	1+2
P-3	Бурение резервной скважины				1+2

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Согласно рекомендуемому 1 варианту разработки разработка нефтяных залежей месторождения Сазтобе Восточное планируется с применением ППД на I и II объектах разработки.

Рассматривая возможность перехода на систему разработки с ППД необходимо провести пробную закачку воды для определения режимов работы нагнетательных скважин, устьевого давления, коэффициента приемистости, взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин и т.д.

В связи с тем, что в качестве рабочего агента для ППД в нефтяных залежах рассматривается попутно добываемая вода из нефтяных и газоконденсатных залежей, а также из м/р Елемес Западный и Сазтобе Юго-Восточное, необходимо провести исследования на совместимость вод.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем отчете для прогнозирования технологических показателей разработки эксплуатационных объектов использованы статистические методы. Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Данный метод прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку разведанных объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

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:

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

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:

$$K_1 = k_1' \cdot k_1'', \quad (3.4.2)$$

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 $\left(\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$k_1^1 = 1 - \left(\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)^2, \quad (3.4.3)$$

$$\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B} \right)}, \quad (3.4.4)$$

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

$\frac{\mu_B}{\mu_H}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\frac{\gamma_H}{\gamma_B}$ – 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:

$$k_1'' = \exp \left(-W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2} \right), \quad (3.4.5)$$

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, км².

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$k_B = k_1' \cdot k_1'' \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2, \quad (3.4.6)$$

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.

Обоснование количества резервных скважин

На месторождении во всех рассматриваемых вариантах, в связи со сложным геологическим строением, предусматривается фонд резервных скважин для вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах их размещения. Число резервных скважин планируется в количестве 10% от фонда добывающих скважин.

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 Сазтобе Восточное, 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 базовых условиях проекта, как показано в таблице 3.5.1. Цены на нефть в течение всего срока разработки изменяются с учетом эскалации 3,5% с 2031г.

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	480	480	480	480
Реализация по направлениям						
Нефти						
Экспорт	%	100	100	100	100	100
Конденсата						
Экспорт	%	100	100	100	100	100
Газ						
Внутренний рынок	%	100	100	100	100	100
Транспортные тарифы по направлениям						
Нефти						
Экспорт	тг/тонн	19 856	20 598	20 598	20 598	20 598
Конденсата						
Экспорт	тг/тонн	19 856	20 598	20 598	20 598	20 598
Газ						
Внутренний рынок	тг/тыс.м3	11 068	11 068	11 068	11 068	11 068
Цены по направлениям						
Нефти						
Экспорт с учетом скидки	тг/тонн	207 619	233 539	239 846	239 846	239 846
Конденсата						
Экспорт с учетом скидки	тг/тонн	207 619	233 539	239 846	239 846	239 846
Газ						
Внутренний рынок	тг/тыс.м3	3 644	3 827	4 018	4 219	4 430

Расходная часть*Капитальные вложения*

Капитальные вложения включают в себя:

- Бурение скважин;
- Обустройство скважин;
- Модернизация месторождения;

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;
- 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 тонну добываемой нефти и удельных затрат на одну скважину.

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 с 2027-2028 гг.- 6,5%, 2029-2030 гг – 7%, далее - 3.5%.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 - Техничко-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты		
Стоимость проката полнокомплектных УЭЦН, комплект	тыс.тг/год	31172,8
Расходы по реализации	тг/тн.н	634,33
Расходы по реализации на экспорт	тг/тн	92,50
Командировочные	тыс.тг/скв	197,9
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг/скв	1472,6
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг/скв	480,0
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг/скв	29667,1
ТРС	тыс.тг/скв	4517,6
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг/скв	10598,5
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тг/1000м3 газ	107057,0
НИР, консультационные услуги экспертов	тыс.тг/скв	4246,7
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиями	%	1
Расходы на социальную сферу	тыс.тг/год	9200,0
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг/скв	16024,4
Расходы на охрану объектов	тыс.тг/скв	21681,6
Страхование	тыс.тг/скв	7010,7
Услуги связи	тыс.тг/скв	994,6
Соцвыплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг/скв	4595,9
Энергия (тепло-, электроэнергия)	тыс.тг/тн	670,5
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Гидроразрыв пласта	тыс.тг	52509,60
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	21285,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	21285,00
Ввод из бездействия добывающих С.В.Сазтобе	тыс.тг	81000,00
ПВР(прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	4230,00
Затраты на оплату труда ОПП		
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг	2 357 132,93
Обучение персонала	%	1
Плата за пользование земельными участками	тыс.тг./год	16,681
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг	1 988 477
Средняя стоимость наземного оборудования	тыс.тг	121344
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	3000
Разработка РП - Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	15780
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	14649

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользование ТОО «Казахтуркмунай» платит в течение всего срока действия договора, следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.3);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.4)
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.5.5)
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 3.5.6).

- Социальный налог по ставке - 6%.
- Социальные отчисления - 5%.
- ОСМС – 3%.
- Налог на имущество по ставке 1,5%.

Таблица 3.5.3 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки для реализации на внешний рынок, %
1.	до 250 000 тонн включительно	5
2.	до 500 000 тонн включительно	7
3.	до 1 000 000 тонн включительно	8
4.	до 2 000 000 тонн включительно	9
5.	до 3 000 000 тонн включительно	10
6.	до 4 000 000 тонн включительно	11
7.	до 5 000 000 тонн включительно	12
8.	до 7 000 000 тонн включительно	13
9.	до 10 000 000 тонн включительно	15
10.	свыше 10 000 000 тонн	18

Таблица 3.5.4 - 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.	До 120 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 3.5.5 - Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	\$/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.	До 75 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

№ п/п	Мировая цена	\$/тонну
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 3.5.6 - 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

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей по месторождению в 2-х вариантах.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации I вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого I варианта разработки экономически рентабельный период разработки месторождения длится до 2048г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению приходится на 2035г и составляет 61,4 тыс.т. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2048г) составит 786,1 тыс.т, что соответствует значению КИН в целом по месторождению 0,288 доли ед.

Проектный уровень добычи газа и конденсата в целом по месторождению приходится на 2034г и составляет 79,0 млн м³ и 26,4 тыс.т, соответственно. Накопленная добыча газа по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2048г) составит 409,4 млн м³, что соответствует значению КИГ в целом по месторождению 0,701 доли ед. Накопленная добыча конденсата по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2048г) составит 155,9 тыс.т, что соответствует значению КИК в целом по месторождению 0,576 доли ед.

Прогнозные технологические показатели разработки в целом по месторождению и эксплуатационным объектам нефтяных и газоконденсатных залежей согласно рекомендуемому I варианту представлены в таблицах 4.1.1-4.1.14. Прогнозные технологические показатели по II варианту представлены в табличных приложениях Т.П.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

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, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	1	1	0	6	0	0	1	20,3	0	0	0	0	0	3	0	8,5	13,0	0,0
2027	1	1	0	7	0	0	0	23,6	0	0	0	0	0	4	0	13,1	18,5	0,0
2028	0	0	0	7	0	0	0	23,6	0	0	0	0	0	4	0	14,4	22,0	0,0
2029	1	1	0	8	0	0	0	26,9	0	0	0	0	0	5	0	14,0	22,4	0,0
2030	0	0	0	8	0	0	0	26,9	1	0	0	0	0	5	1	13,3	22,0	76,1
2031	1	1	0	9	0	0	0	30,2	0	0	0	0	0	6	1	12,3	21,9	38,7
2032	1	1	0	10	0	0	0	33,5	0	0	0	0	0	7	1	11,9	22,2	51,8
2033	1	1	0	11	0	0	0	36,8	0	0	0	0	0	8	1	11,8	21,5	65,2
2034	3	3	0	14	0	0	0	46,7	0	0	0	0	0	11	1	13,9	21,7	83,7
2035	1	1	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	15,0	22,7	108,0
2036	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	13,6	23,0	125,7
2037	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	12,4	23,2	140,0
2038	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	11,4	23,4	154,2
2039	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	10,5	23,7	166,8
2040	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	9,7	24,0	178,4
2041	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	8,9	24,3	189,0
2042	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	8,2	24,6	199,3
2043	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	2	2	0	10	1	8,1	26,3	204,5
2044	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	1	1	0	9	1	7,9	26,8	205,2
2045	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	1	1	0	8	1	7,8	30,9	224,5
2046	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	8	1	7,2	30,2	225,7
2047	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	8	1	6,7	31,0	237,1
2048	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	8	1	6,2	34,8	230,6

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	8,0	1,0	1,1	72,0	9,2	0,026	12,3	107,3	34,6	0,0	0,0	0,0	0,0	19,8	32,0
2027	14,4	1,8	2,0	86,4	11,0	0,032	20,4	127,6	29,2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,3	41,3
2028	19,5	2,5	2,8	105,9	13,5	0,039	29,7	157,4	34,5	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	49,7
2029	21,2	2,7	3,1	127,1	16,2	0,047	34,1	191,5	37,8	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	56,7
2030	22,9	2,9	3,5	150,0	19,1	0,055	37,8	229,3	39,5	12,5	12,5	28,9	4,7	6,0	62,7
2031	22,0	2,8	3,5	172,0	21,9	0,063	39,2	268,5	43,8	13,4	25,9	30,5	8,3	5,1	67,8
2032	26,3	3,4	4,3	198,4	25,3	0,073	49,3	317,7	46,5	18,0	43,9	32,8	12,0	5,0	72,8
2033	30,5	3,9	5,2	228,8	29,1	0,084	59,5	377,2	48,8	22,6	66,5	34,5	15,4	4,8	77,5
2034	46,5	5,9	8,4	275,4	35,1	0,101	84,8	462,1	45,1	29,0	95,5	30,6	18,2	5,8	83,3
2035	61,4	7,8	12,0	336,8	42,9	0,124	109,9	572,0	44,2	37,4	133,0	30,4	20,5	6,5	89,7
2036	55,9	7,1	12,5	392,6	50,0	0,144	111,0	683,0	49,7	43,6	176,5	35,7	22,9	5,5	95,3
2037	51,0	6,5	13,0	443,6	56,5	0,163	111,8	794,8	54,4	48,6	225,1	40,3	25,2	4,5	99,8
2038	46,7	5,9	13,7	490,3	62,5	0,180	112,9	907,7	58,7	53,5	278,5	44,7	27,5	4,0	103,8
2039	43,1	5,5	14,6	533,4	67,9	0,196	114,0	1021,7	62,2	57,8	336,4	48,6	29,8	3,5	107,3
2040	39,8	5,1	15,8	573,2	73,0	0,210	115,2	1137,0	65,4	61,9	398,2	52,1	31,9	3,1	110,4
2041	36,6	4,7	17,3	609,8	77,7	0,224	116,5	1253,4	68,6	65,5	463,8	55,3	33,9	2,7	113,1
2042	33,6	4,3	19,2	643,4	82,0	0,236	117,7	1371,2	71,4	69,1	532,9	58,4	35,9	2,4	115,6
2043	30,3	3,9	21,4	673,7	85,8	0,247	115,6	1486,8	73,8	70,9	603,8	61,7	37,7	2,2	117,7
2044	27,1	3,5	24,4	700,8	89,3	0,257	109,5	1596,2	75,3	71,2	674,9	65,8	39,5	1,8	119,5
2045	23,9	3,0	28,4	724,7	92,3	0,266	112,9	1709,2	78,8	77,9	752,8	70,9	41,4	1,6	121,1
2046	22,1	2,8	36,7	746,8	95,1	0,274	110,8	1820,0	80,1	78,2	831,0	73,0	43,2	1,4	122,5
2047	20,4	2,6	53,5	767,2	97,7	0,281	113,4	1933,4	82,0	82,2	913,3	75,6	44,9	1,3	123,8
2048	18,9	2,4	100,0	786,1	100,1	0,288	116,0	2049,4	83,7	80,0	993,2	72,5	46,3	1,1	124,9

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

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, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	1	1	0	3	0	0	0	10,4	0	0	0	0	0	2	0	8,7	15,3	0
2027	0	0	0	3	0	0	0	10,4	0	0	0	0	0	2	0	14,5	21,6	0
2028	0	0	0	3	0	0	0	10,4	0	0	0	0	0	2	0	15,7	26,3	0
2029	0	0	0	3	0	0	0	10,4	0	0	0	0	0	2	0	13,3	25,9	0
2030	0	0	0	3	0	0	0	10,4	0	0	0	0	0	2	0	12,2	25,5	0
2031	0	0	0	3	0	0	0	10,4	0	0	0	0	0	2	0	11,3	25,5	0
2032	0	0	0	3	0	0	0	10,4	0	0	0	0	0	2	0	10,4	25,7	0
2033	0	0	0	3	0	0	0	10,4	0	0	0	0	0	2	0	9,6	25,7	0
2034	1	1	0	4	0	0	0	13,7	0	0	0	0	0	3	0	16,7	30,6	0
2035	1	1	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	4	0	19,5	32,0	0
2036	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	4	0	18,2	32,1	0
2037	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	4	0	17,0	31,8	0
2038	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	4	0	15,9	31,9	0
2039	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	4	0	15,0	31,9	0
2040	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	4	0	14,2	31,9	0
2041	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	4	0	13,3	31,9	0
2042	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	4	0	12,4	32,0	0
2043	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	1	1	0	3	0	11,6	32,0	0
2044	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	3	0	10,8	32,9	0
2045	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	3	0	10,1	33,0	0
2046	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	3	0	9,5	33,1	0
2047	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	3	0	8,8	33,2	0
2048	0	0	0	5	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	3	0	8,3	33,4	0

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	5,5	1,4	1,6	57,5	15,0	0,047	9,6	87,4	42,7	0	0	0	0	18,2	29,5
2027	8,1	2,1	2,5	65,6	17,1	0,053	12,0	99,4	32,8	0	0	0	0	7,7	37,2
2028	10,3	2,7	3,2	75,9	19,8	0,062	17,3	116,7	40,3	0	0	0	0	6,6	43,8
2029	9,0	2,3	2,9	84,9	22,1	0,069	17,5	134,3	48,7	0	0	0	0	4,9	48,7
2030	8,2	2,1	2,8	93,2	24,3	0,076	17,2	151,5	52,1	0	0	0	0	3,6	52,2
2031	7,6	2,0	2,6	100,8	26,2	0,082	17,2	168,7	55,7	0	0	0	0	2,8	55,1
2032	7,0	1,8	2,5	107,8	28,1	0,088	17,3	186,0	59,4	0	0	0	0	2,1	57,1
2033	6,5	1,7	2,3	114,3	29,8	0,093	17,4	203,4	62,7	0	0	0	0	1,5	58,7
2034	17,0	4,4	6,3	131,3	34,2	0,107	31,3	234,6	45,5	0	0	0	0	2,4	61,0
2035	26,7	7,0	10,6	158,0	41,2	0,129	43,8	278,5	39,1	0	0	0	0	2,6	63,7
2036	25,0	6,5	11,0	183,0	47,7	0,149	43,9	322,4	43,1	0	0	0	0	2,3	65,9
2037	23,3	6,1	11,6	206,3	53,7	0,168	43,6	365,9	46,5	0	0	0	0	1,7	67,6
2038	21,8	5,7	12,2	228,1	59,4	0,186	43,6	409,6	50,1	0	0	0	0	1,5	69,2
2039	20,6	5,4	13,2	248,7	64,8	0,203	43,6	453,2	52,8	0	0	0	0	1,4	70,5
2040	19,5	5,1	14,4	268,1	69,8	0,219	43,7	496,9	55,4	0	0	0	0	1,2	71,8
2041	18,2	4,7	15,7	286,3	74,6	0,233	43,7	540,6	58,4	0	0	0	0	1,1	72,9
2042	17,0	4,4	17,4	303,3	79,0	0,247	43,8	584,4	61,2	0	0	0	0	1,0	73,9
2043	15,9	4,1	19,7	319,2	83,1	0,260	43,8	628,2	63,8	0	0	0	0	0,9	74,8
2044	14,8	3,9	22,9	334,0	87,0	0,272	45,0	673,1	67,0	0	0	0	0	0,8	75,6
2045	13,9	3,6	27,7	347,9	90,6	0,283	45,1	718,3	69,3	0	0	0	0	0,8	76,4
2046	13,0	3,4	35,8	360,8	94,0	0,294	45,3	763,5	71,4	0	0	0	0	0,7	77,1
2047	12,1	3,2	52,2	372,9	97,1	0,304	45,4	809,0	73,3	0	0	0	0	0,6	77,7
2048	11,3	2,9	100,0	384,2	100,1	0,313	45,7	854,7	75,2	0	0	0	0	0,6	78,3

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

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, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	2	0	0	1	6,6	0	0	0	0	0	1	0	8,0	8,5	0,0
2027	1	1	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	11,6	15,3	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	13,2	17,9	0,0
2029	1	1	0	4	0	0	0	13,2	0	0	0	0	0	3	0	14,5	19,6	0,0
2030	0	0	0	4	0	0	0	13,2	1	0	0	0	0	3	1	14,1	19,8	76,1
2031	1	1	0	5	0	0	0	16,5	0	0	0	0	0	4	1	13,0	19,8	38,7
2032	1	1	0	6	0	0	0	19,8	0	0	0	0	0	5	1	12,5	20,7	51,8
2033	0	0	0	6	0	0	0	19,8	0	0	0	0	0	5	1	12,1	21,9	65,2
2034	1	1	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	11,3	22,6	83,7
2035	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	11,4	23,8	108,0
2036	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	10,0	24,3	125,7
2037	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	8,9	24,8	140,0
2038	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	7,9	25,3	154,2
2039	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	7,1	25,8	166,8
2040	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	6,4	26,3	178,4
2041	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	5,7	26,9	189,0
2042	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	6	1	5,2	27,5	199,3
2043	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	1	1	0	5	1	5,2	31,7	204,5
2044	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	1	1	0	4	1	5,3	33,5	205,2
2045	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	1	1	0	3	1	5,4	47,7	224,5
2046	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	3	1	4,8	45,4	225,7
2047	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	3	1	4,4	47,6	237,1
2048	0	0	0	7	0	0	0	23,1	0	0	0	0	0	3	1	4,0	49,1	230,6

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	2,6	0,9	0,9	14,1	4,7	0,014	2,7	19,0	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,4
2027	6,4	2,1	2,2	20,4	6,9	0,021	8,4	27,4	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	4,0
2028	9,2	3,1	3,3	29,6	10,0	0,030	12,4	39,8	26,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	5,9
2029	12,2	4,1	4,6	41,8	14,1	0,043	16,6	56,3	26,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	8,0
2030	14,7	4,9	5,7	56,4	19,0	0,058	20,6	76,9	28,9	12,5	12,5	50,6	13,4	2,4	10,4
2031	14,4	4,8	6,0	70,8	23,8	0,072	22,0	98,9	34,5	13,4	25,9	52,0	21,8	2,2	12,7
2032	19,3	6,5	8,5	90,1	30,3	0,092	31,9	130,8	39,5	18,0	43,9	48,9	28,2	2,9	15,6
2033	21,0	7,1	10,1	111,1	37,4	0,113	38,0	168,9	44,9	22,6	66,5	52,7	33,5	3,0	18,6
2034	20,7	7,0	11,1	131,8	44,4	0,134	41,2	210,1	49,7	29,0	95,5	63,7	39,2	2,9	21,5
2035	23,6	8,0	14,3	155,5	52,3	0,158	49,6	259,7	52,3	37,4	133,0	69,0	44,6	3,2	24,6
2036	20,8	7,0	14,7	176,3	59,3	0,180	50,6	310,2	58,8	43,6	176,5	80,9	50,1	2,7	27,3
2037	18,5	6,2	15,3	194,7	65,6	0,198	51,6	361,8	64,2	48,6	225,1	90,5	55,5	2,3	29,6
2038	16,5	5,5	16,1	211,2	71,1	0,215	52,6	414,4	68,7	53,5	278,5	99,5	60,6	1,9	31,5
2039	14,8	5,0	17,2	226,0	76,1	0,230	53,7	468,2	72,4	57,8	336,4	107,3	65,5	1,7	33,1
2040	13,3	4,5	18,7	239,3	80,6	0,244	54,8	523,0	75,7	61,9	398,2	114,1	70,2	1,4	34,6
2041	12,0	4,0	20,7	251,2	84,6	0,256	56,0	578,9	78,6	65,5	463,8	119,9	74,5	1,2	35,8
2042	10,8	3,6	23,5	262,0	88,2	0,267	57,2	636,1	81,2	69,1	532,9	125,3	78,7	1,1	36,8
2043	9,1	3,1	25,9	271,1	91,3	0,276	54,9	691,0	83,5	70,9	603,8	135,2	82,7	0,9	37,7
2044	7,4	2,5	28,4	278,4	93,7	0,284	46,5	737,5	84,2	71,2	674,9	160,8	87,2	0,7	38,5
2045	5,6	1,9	30,0	284,0	95,6	0,289	49,7	787,2	88,8	77,9	752,8	168,4	91,8	0,5	39,0
2046	5,0	1,7	38,7	289,0	97,3	0,295	47,3	834,5	89,3	78,2	831,0	178,3	96,2	0,4	39,4
2047	4,6	1,5	57,1	293,6	98,8	0,299	49,5	884,0	90,8	82,2	913,3	180,0	100,4	0,4	39,8
2048	4,1	1,4	100,0	297,7	100,2	0,303	51,1	935,1	91,9	80,0	993,2	170,7	103,8	0,3	40,1

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

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, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	1	0	0	0	3,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	1	0	0	0	3,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	1	0	0	0	3,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	1	0	0	0	3,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	1	0	0	0	3,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	1	0	0	0	3,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	1	0	0	0	3,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	1	1	0	2	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	0	18,3	25,1	0
2034	1	1	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	17,8	25,1	0
2035	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	16,8	25,2	0
2036	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	15,4	25,2	0
2037	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	14,1	25,3	0
2038	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	12,8	25,3	0
2039	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	11,7	25,4	0
2040	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	10,7	25,5	0
2041	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	9,8	25,5	0
2042	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	9,0	25,6	0
2043	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	8,2	25,7	0
2044	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	7,5	27,4	0
2045	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	6,8	27,6	0
2046	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	6,3	27,9	0
2047	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	5,7	28,1	0
2048	0	0	0	3	0	0	0	9,9	0	0	0	0	0	2	0	5,2	29,2	0

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по III объекту. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	3,0	2,9	2,9	3,4	3,3	0,007	4,1	5,0	27,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
2034	8,8	8,5	8,7	12,2	11,7	0,024	12,4	17,3	28,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,8
2035	11,1	10,6	12,0	23,3	22,4	0,045	16,5	33,9	33,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,5
2036	10,1	9,7	12,5	33,4	32,1	0,064	16,6	50,4	39,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	2,1
2037	9,2	8,9	13,1	42,6	41,0	0,082	16,6	67,0	44,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	2,6
2038	8,4	8,1	13,7	51,0	49,1	0,099	16,6	83,7	49,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	3,2
2039	7,7	7,4	14,6	58,7	56,5	0,113	16,7	100,4	53,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	3,6
2040	7,0	6,8	15,6	65,8	63,3	0,127	16,7	117,1	57,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	4,1
2041	6,4	6,2	16,9	72,2	69,4	0,139	16,8	133,9	61,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	4,5
2042	5,9	5,7	18,5	78,1	75,1	0,151	16,8	150,7	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	4,8
2043	5,4	5,2	20,8	83,5	80,3	0,161	16,9	167,5	68,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	5,2
2044	4,9	4,7	24,0	88,4	85,0	0,171	18,0	185,6	72,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	5,5
2045	4,5	4,3	28,8	92,9	89,3	0,179	18,2	203,7	75,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	5,7
2046	4,1	3,9	37,0	97,0	93,3	0,187	18,3	222,0	77,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	6,0
2047	3,8	3,6	53,7	100,8	96,9	0,195	18,4	240,5	79,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	6,2
2048	3,4	3,3	100,0	104,2	100,2	0,201	19,2	259,6	82,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	6,4

Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Г о д ы	Ввод добывающих скважин, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит	
	всего	из бурения					сухого газа, тыс.м³/сут	конденсата, т/сут
2026	0	0	4	13,2	0	4	31,3	7,5
2027	0	0	4	13,2	0	4	28,6	7,1
2028	0	0	4	13,2	0	4	27,3	8,4
2029	0	0	4	13,2	0	4	32,1	9,7
2030	1	1	5	16,5	0	5	32,7	8,9
2031	0	0	5	16,5	0	5	38,9	12,7
2032	0	0	5	16,5	0	5	40,1	13,0
2033	1	1	6	19,8	0	6	39,2	13,0
2034	0	0	6	19,8	0	6	38,0	12,7
2035	0	0	6	19,8	0	6	35,6	11,7
2036	0	0	6	19,8	0	6	33,3	10,8
2037	0	0	6	19,8	0	6	30,9	9,9
2038	0	0	6	19,8	0	6	28,4	9,2
2039	0	0	6	19,8	0	6	25,7	8,4
2040	0	0	6	19,8	0	6	24,8	6,7
2041	0	0	6	19,8	0	6	23,0	6,1
2042	0	0	6	19,8	0	6	21,3	5,6
2043	0	0	6	19,8	0	6	19,7	5,1
2044	0	0	6	19,8	0	6	17,4	4,3
2045	0	0	6	19,8	0	6	16,2	3,9
2046	0	0	6	19,8	0	6	15,0	3,6
2047	0	0	6	19,8	0	6	13,9	3,3
2048	0	0	6	19,8	0	6	12,9	3,0

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Г о д ы	Добыча сухого газа, млн.м³	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча сухого газа, млн.м³	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Темп отбора сухого газа от извлекаемых запасов, %		Отбор сухого газа от извлекаемых запасов, %	Темп отбора конденсата от извлекаемых запасов		Отбор конденсата от извлекаемых запасов, %	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %
					начальных	текущих		начальных, %	текущих, %						
2026	43,4	10,4	1917,3	503,9	1,4	3,7	63,2	1,2	3,0	60,1	0,442	0,346	86,7	1300,3	88,0
2027	39,7	9,9	1957,0	513,8	1,3	3,6	64,5	1,2	3,0	61,2	0,451	0,352	82,4	1382,8	88,0
2028	37,9	11,6	1994,9	525,4	1,2	3,5	65,8	1,4	3,6	62,6	0,459	0,360	92,7	1475,4	87,5
2029	44,6	13,5	2039,5	538,9	1,5	4,3	67,2	1,6	4,3	64,2	0,470	0,370	104,0	1579,4	87,0
2030	51,0	13,9	2090,5	552,8	1,7	5,1	68,9	1,7	4,6	65,9	0,481	0,379	115,6	1694,9	88,0
2031	67,4	22,1	2157,9	574,9	2,2	7,2	71,1	2,6	7,7	68,5	0,497	0,394	184,0	1879,0	88,0
2032	69,5	22,6	2227,5	597,5	2,3	7,9	73,4	2,7	8,5	71,2	0,513	0,410	205,3	2084,3	89,0
2033	74,8	24,8	2302,3	622,2	2,5	9,3	75,9	2,9	10,2	74,2	0,530	0,427	209,3	2293,6	88,2
2034	79,0	26,4	2381,3	648,6	2,6	10,8	78,5	3,2	12,2	77,3	0,548	0,445	214,0	2507,6	87,6
2035	74,1	24,3	2455,4	673,0	2,4	11,4	81,0	2,9	12,8	80,2	0,565	0,462	220,7	2728,3	89,0
2036	69,2	22,5	2524,6	695,5	2,3	12,0	83,2	2,7	13,5	82,9	0,581	0,477	232,6	2960,8	90,3
2037	64,3	20,7	2588,9	716,2	2,1	12,6	85,4	2,5	14,4	85,4	0,596	0,491	248,8	3209,6	91,7
2038	59,1	19,1	2648,0	735,2	1,9	13,3	87,3	2,3	15,5	87,6	0,610	0,504	274,2	3483,8	93,0
2039	53,5	17,5	2701,5	752,8	1,8	13,9	89,1	2,1	16,9	89,7	0,622	0,516	252,1	3735,9	93,0
2040	51,6	13,9	2753,1	766,7	1,7	15,6	90,8	1,7	16,2	91,4	0,634	0,526	202,0	3937,9	93,1
2041	47,9	12,7	2801,0	779,4	1,6	17,1	92,4	1,5	17,5	92,9	0,645	0,535	185,3	4123,3	93,2
2042	44,3	11,6	2845,3	791,0	1,5	19,1	93,8	1,4	19,5	94,3	0,655	0,543	170,6	4293,9	93,2
2043	41,0	10,6	2886,4	801,6	1,4	21,9	95,2	1,3	22,1	95,5	0,665	0,550	157,2	4451,1	93,3
2044	36,2	9,0	2922,6	810,6	1,2	24,7	96,4	1,1	24,0	96,6	0,673	0,556	130,2	4581,3	93,1
2045	33,6	8,2	2956,2	818,8	1,1	30,4	97,5	1,0	28,8	97,6	0,681	0,562	119,9	4701,2	93,2
2046	31,2	7,5	2987,4	826,2	1,0	40,6	98,5	0,9	37,0	98,5	0,688	0,567	110,5	4811,7	93,2
2047	29,0	6,9	3016,3	833,1	1,0	63,5	99,5	0,8	53,8	99,3	0,695	0,571	101,9	4913,6	93,3
2048	26,9	6,3	3043,2	839,4	0,9	161,5	100,3	0,8	106,9	100,0	0,701	0,576	94,3	5007,9	93,3

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Г о д ы	Ввод добывающих скважин, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит	
	всего	из бурения	перевод из других объектов					сухого газа, тыс.м³/сут	конденсата, т/сут
2026	0	0	0	1	3,3	0	0	0	0
2027	0	0	0	1	3,3	0	0	0	0
2028	0	0	0	1	3,3	0	0	0	0
2029	0	0	0	1	3,3	0	0	0	0
2030	0	0	0	1	3,3	0	0	0	0
2031	0	0	0	1	3,3	0	0	0	0
2032	0	0	0	1	6,6	0	0	0	0
2033	1	1	0	2	6,6	0	1	61,4	24,6
2034	0	0	0	2	6,6	0	1	58,6	23,1
2035	0	0	0	2	6,6	0	1	56,0	21,2
2036	0	0	0	2	6,6	0	1	51,9	19,6
2037	0	0	0	2	6,6	0	1	47,6	17,9
2038	0	0	0	2	6,6	0	1	43,8	16,5
2039	0	0	0	2	6,6	0	1	40,3	15,2
2040	0	0	0	2	6,6	0	1	31,4	11,8
2041	0	0	0	2	6,6	0	1	28,1	10,6
2042	0	0	0	2	6,6	0	1	25,2	9,5
2043	0	0	0	2	6,6	0	1	22,7	8,5
2044	0	0	0	2	6,6	0	1	20,4	7,7
2045	0	0	0	2	6,6	0	1	18,3	6,9
2046	0	0	0	2	6,6	0	1	16,4	6,2
2047	0	0	0	2	6,6	0	1	14,7	5,5
2048	0	0	0	2	6,6	0	1	13,2	5,0

Таблица 4.1.13 - Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Г о д ы	Добыча сухого газа, млн.м³	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча сухого газа, млн.м³	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Темп отбора сухого газа от извлекаемых запасов, %		Отбор сухого газа от извлекаемых запасов, %	Темп отбора конденсата от извлекаемых запасов		Отбор конденсата от извлекаемых запасов, %	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %
					начальных	текущих		начальных, %	текущих, %						
2026	0	0,0	229,2	87,4	0	0	55,1	0	0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2027	0	0,0	229,2	87,4	0	0	55,1	0	0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2028	0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2029	0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2030	0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2031	0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2032	0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2033	10,7	4,3	240,0	91,7	2,6	5,7	57,7	2,7	6,1	58,0	0,425	0,406	4,8	78,7	10,0
2034	20,3	8,0	260,3	99,7	4,9	11,5	62,6	5,1	12,1	63,1	0,461	0,441	9,1	87,8	12,0
2035	19,4	7,4	279,7	107,0	4,7	12,5	67,2	4,7	12,6	67,7	0,495	0,474	8,6	96,3	14,0
2036	18,0	6,8	297,7	113,8	4,3	13,2	71,6	4,3	13,3	72,0	0,527	0,504	8,1	104,4	16,0
2037	16,5	6,2	314,2	120,0	4,0	14,0	75,5	3,9	14,1	76,0	0,556	0,531	7,6	112,0	18,0
2038	15,2	5,7	329,4	125,8	3,6	14,9	79,2	3,6	15,1	79,6	0,583	0,556	7,1	119,1	20,0
2039	14,0	5,3	343,4	131,0	3,4	16,1	82,5	3,3	16,3	82,9	0,608	0,580	6,7	125,9	22,0
2040	10,9	4,1	354,3	135,1	2,6	15,0	85,2	2,6	15,2	85,5	0,627	0,598	5,4	131,3	24,0
2041	9,8	3,7	364,0	138,8	2,3	15,8	87,5	2,3	16,0	87,8	0,644	0,614	5,0	136,2	26,0
2042	8,8	3,3	372,8	142,1	2,1	16,8	89,6	2,1	17,1	89,9	0,660	0,629	4,6	140,8	28,0
2043	7,9	3,0	380,6	145,0	1,9	18,2	91,5	1,9	18,6	91,8	0,674	0,642	4,2	145,0	30,0
2044	7,1	2,7	387,7	147,7	1,7	20,0	93,2	1,7	20,5	93,5	0,686	0,654	3,9	148,9	32,0
2045	6,3	2,4	394,0	150,1	1,5	22,4	94,7	1,5	23,1	95,0	0,697	0,664	3,6	152,5	34,0
2046	5,7	2,1	399,7	152,2	1,4	25,8	96,1	1,4	27,0	96,3	0,707	0,674	3,3	155,9	36,0
2047	5,1	1,9	404,8	154,1	1,2	31,3	97,3	1,2	33,2	97,6	0,716	0,682	3,1	159,0	38,0
2048	4,6	1,7	409,4	155,9	1,1	41,0	98,4	1,1	44,8	98,7	0,725	0,690	2,9	161,9	40,0

Таблица 4.1.43 - Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Г о д ы	Ввод добывающих скважин, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит	
	всего	из бурения	перевод из других объектов					сухого газа, тыс.м³/сут	конденсата, т/сут
2026	0	0	0	4	13,2	0	4	31,3	7,5
2027	0	0	0	4	13,2	0	4	28,6	7,1
2028	0	0	0	4	13,2	0	4	27,3	8,4
2029	0	0	0	4	13,2	0	4	32,1	9,7
2030	1	1	0	5	16,5	0	5	32,7	8,9
2031	0	0	0	5	16,5	0	5	38,9	12,7
2032	0	0	0	5	16,5	0	5	40,1	13,0
2033	0	0	0	5	16,5	0	5	37,0	11,8
2034	0	0	0	5	16,5	0	5	33,9	10,6
2035	0	0	0	5	16,5	0	5	31,5	9,8
2036	0	0	0	5	16,5	0	5	29,5	9,1
2037	0	0	0	5	16,5	0	5	27,5	8,3
2038	0	0	0	5	16,5	0	5	25,3	7,7
2039	0	0	0	5	16,5	0	5	22,8	7,1
2040	0	0	0	5	16,5	0	5	23,5	5,7
2041	0	0	0	5	16,5	0	5	22,0	5,2
2042	0	0	0	5	16,5	0	5	20,5	4,8
2043	0	0	0	5	16,5	0	5	19,1	4,4
2044	0	0	0	5	16,5	0	5	16,8	3,6
2045	0	0	0	5	16,5	0	5	15,7	3,4
2046	0	0	0	5	16,5	0	5	14,7	3,1
2047	0	0	0	5	16,5	0	5	13,8	2,9
2048	0	0	0	5	16,5	0	5	12,9	2,6

Таблица 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Г о д ы	Добыча сухого газа, млн.м³	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча сухого газа, млн.м³	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Темп отбора сухого газа от извлекаемых запасов, %		Отбор сухого газа от извлекаемых запасов, %	Темп отбора конденсата от извлекаемых запасов		Отбор конденсата от извлекаемых запасов, %	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %
					начальных	текущих		начальных, %	текущих, %						
2026	43,4	10,4	1688,1	416,5	1,7	4,5	64,5	1,5	3,8	61,2	0,447	0,338	86,7	1226,4	88,0
2027	39,7	9,9	1727,8	426,4	1,5	4,3	66,0	1,5	3,7	62,6	0,457	0,346	82,4	1308,8	88,0
2028	37,9	11,6	1765,7	438,0	1,4	4,3	67,5	1,7	4,6	64,3	0,467	0,356	92,7	1401,5	87,5
2029	44,6	13,5	1810,2	451,5	1,7	5,2	69,2	2,0	5,6	66,3	0,479	0,367	104,0	1505,5	87,0
2030	51,0	13,9	1861,3	465,4	1,9	6,3	71,1	2,0	6,0	68,3	0,493	0,378	115,6	1621,0	88,0
2031	67,4	22,1	1928,7	487,5	2,6	8,9	73,7	3,2	10,2	71,6	0,511	0,396	184,0	1805,1	88,0
2032	69,5	22,6	1998,2	510,1	2,7	10,1	76,4	3,3	11,7	74,9	0,529	0,414	205,3	2010,4	89,0
2033	64,1	20,5	2062,3	530,5	2,4	10,4	78,8	3,0	12,0	77,9	0,546	0,431	204,6	2214,9	90,0
2034	58,7	18,4	2121,0	549,0	2,2	10,6	81,0	2,7	12,3	80,6	0,562	0,446	204,9	2419,8	91,0
2035	54,7	17,0	2175,7	565,9	2,1	11,0	83,1	2,5	12,9	83,1	0,576	0,459	212,1	2631,9	92,0
2036	51,2	15,7	2226,9	581,6	2,0	11,6	85,1	2,3	13,7	85,4	0,590	0,472	224,5	2856,4	93,0
2037	47,7	14,5	2274,7	596,1	1,8	12,2	86,9	2,1	14,6	87,5	0,602	0,484	241,2	3097,7	94,0
2038	43,9	13,4	2318,6	609,5	1,7	12,8	88,6	2,0	15,7	89,5	0,614	0,495	267,0	3364,7	95,0
2039	39,6	12,3	2358,1	621,7	1,5	13,3	90,1	1,8	17,2	91,3	0,624	0,505	245,4	3610,1	95,0
2040	40,7	9,8	2398,9	631,6	1,6	15,7	91,7	1,4	16,6	92,7	0,635	0,513	196,6	3806,7	95,0
2041	38,2	9,0	2437,0	640,6	1,5	17,5	93,1	1,3	18,2	94,1	0,645	0,520	180,3	3987,0	95,0
2042	35,6	8,3	2472,6	648,9	1,4	19,8	94,5	1,2	20,5	95,3	0,655	0,527	166,0	4153,1	95,0
2043	33,2	7,6	2505,8	656,5	1,3	23,0	95,7	1,1	23,8	96,4	0,663	0,533	153,0	4306,1	95,0
2044	29,1	6,3	2534,9	662,9	1,1	26,2	96,9	0,9	25,8	97,3	0,671	0,538	126,3	4432,3	95,0
2045	27,3	5,8	2562,2	668,7	1,0	33,2	97,9	0,9	32,0	98,2	0,678	0,543	116,3	4548,6	95,0
2046	25,5	5,4	2587,7	674,0	1,0	46,6	98,9	0,8	43,5	99,0	0,685	0,547	107,2	4655,8	95,0
2047	23,9	4,9	2611,6	679,0	0,9	81,4	99,8	0,7	70,9	99,7	0,691	0,551	98,8	4754,6	95,0
2048	22,3	4,6	2633,8	683,5	0,9	409,2	100,6	0,7	225,2	100,4	0,697	0,555	91,4	4846,0	95,0

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

- 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				
		Нефтяные			Газоконденсатные	
		I	II	III	I	II
1	Плотность сетки скважин, га/скв	46,9 на начало разбуривания	111,6 на начало разбуривания	225,7 на начало разбуривания	252,5 на начало разбуривания	331,4 на начало разбуривания
		28,1 на конец разбуривания	31,9 на конец разбуривания	75,2 на конец разбуривания	126,3 на конец разбуривания	265,1 на конец разбуривания
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	-	От 2:0 до 6:1	-	-	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %	Без ППД	+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1	Без ППД		
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	$R_{пл} > R_{нас};$ $R_{заб} \geq 0,8 R_{нас}$			$R_{пл} > 0,5 R_{нач.контд};$ $R_{заб} \geq 0,2 R_{нач.контд}$	

5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	Рпл>Рнас; Рзаб≥0,8Рнас			ΔР=Рпл-Рзаб, где минимальное Рзаб≥0,2 Рнач.конд.	
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м³/т	4200,0*	600*	61,7	3500**	15000**
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.м³	Без ППД	+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1	Без ППД		
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1				

*принято по фактическим данным действующих скважин

**ГКФ

4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по двум представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование — метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый проект.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Экономические показатели по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.5.

Таблица 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	2037	2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)															
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	17 896 291	-	1 988 477	-	1 988 477	-	1 988 477	1 988 477	1 988 477	5 965 430	1 988 477	-	-	-
Ввод из бурения добывающих газовых	тыс.тг	3 976 954	-	-	-	-	1 988 477	-	-	1 988 477	-	-	-	-	-
ГРП	тыс.тг	52 510	-	52 510	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	21 285	-	-	-	-	21 285	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	81 000	81 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВР(прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	16 920	4 230	-	4 230	4 230	-	4 230	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	22 044 960	85 230	2 040 986	4 230	1 992 707	2 009 762	1 992 707	1 988 477	3 976 954	5 965 430	1 988 477	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	23 596 098	85 230	2 040 986	4 230	1 992 707	2 009 762	2 052 488	2 107 785,43	4 334 879	6 681 282	2 286 748	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО															
Обустройство промысла															
Обустройство скважины	тыс.тг	1 334 784	-	121 344	-	121 344	121 344	121 344	121 344	242 688	364 032	121 344	-	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	28 000	-	-	-	-	28 000	-	-	-	-	-	-	-	-
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	33 000	3 000	-	3 000	3 000	3 000	3 000	6 000	9 000	3 000	-	-	-	-
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	161 140	-	14 649	-	14 649	14 649	14 649	14 649	29 298	43 947	14 649	-	-	-
Разработка РП - Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	173 582	-	15 780	-	15 780	15 780	15 780	15 780	31 560	47 341	15 780	-	-	-
Реконструкция общей системы пожаротушения, (оповещения) и сигнализации на производственных объектах ЦДНГ-1. (УСН)	тыс.тг	941 823	-	941 823	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Строительство и модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	60 955	60 955	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Совершенствование технологии ГРП на месторождениях ТОО КТМ	тыс.тг	11 326	1 854	2 292	2 217	2 393	2 570	-							
НИР	тыс.тг	301 320	53 320	110 000	10 000	32 000	-	-	32 000	-	-	32 000	-	-	32 000
Прочее	тыс.тг	186 729	-	-	-	186 729	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами	тыс.тг	32 930	930	8 000	8 000	8 000	8 000	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	3 265 590	120 060	1 213 889	23 217	383 896	193 343	154 773	189 773	312 547	458 320	183 773	-	-	32 000
Итого с инфляцией	тыс.тг	3 399 993	120 060	1 213 889	23 217	383 896	193 343	159 416	201 160	340 676	513 318	211 339	-	-	39 680
ВСЕГО	тыс.тг	25 310 550	205 290	3 254 875	27 447	2 376 603	2 203 105	2 147 480	2 178 250	4 289 500	6 423 750	2 172 250	-	-	32 000
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	26 996 092	205 290	3 254 875	27 447	2 376 603	2 203 105	2 211 905	2 308 945	4 675 555	7 194 600	2 498 088	-	-	39 680

Таблица 4.2.2– Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 1)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	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
НДС (с выручки)		857 249	25 434	20 338	20 097	23 834	27 890	37 890	40 980	46 098	51 739	51 461	49 923
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	3 186 438	88 764	101 764	112 228	120 084	128 490	132 987	137 642	142 459	147 445	152 606	157 947
Налог на имущество	тыс.тг	2 506 399	59 326	72 486	82 538	85 483	101 856	114 723	126 335	151 911	204 797	235 868	216 413
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	69 853 735	472 334	990 387	1 265 219	1 413 636	1 497 352	1 796 856	2 072 697	2 775 784	3 804 849	4 626 785	4 648 680
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	49 249 092	596 381	873 357	1 115 713	1 246 592	1 320 416	1 584 529	1 757 476	2 115 366	2 796 038	3 487 980	3 375 947
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	19 604 394	214 697	353 710	451 864	504 870	534 769	641 734	740 249	867 432	1 189 015	1 445 870	1 367 259
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	35 719	1 060	847	837	993	1 162	1 579	1 708	1 921	2 156	2 144	2 080
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	6 972 589	0	0	0	0	0	0	209 118	214 518	501 745	856 136	759 567
Общие поступления Государству	тыс.тг	150 551 115	1 407 128	2 372 212	3 008 301	3 347 824	3 556 155	4 234 519	5 004 245	6 223 294	8 594 306	10 755 928	10 477 970
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	15 676 145	286 737	685 987	304 567	682 924	712 762	781 124	831 624	1 262 622	1 778 108	1 101 027	671 367
Возврат НДС Государством	тыс.тг	14 818 896	261 304	665 648	284 470	659 090	684 872	743 234	790 644	1 216 524	1 726 368	1 049 566	621 444
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	151 408 364	1 432 562	2 392 550	3 028 399	3 371 658	3 584 045	4 272 410	5 045 225	6 269 392	8 646 045	10 807 389	10 527 893

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	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
НДС (с выручки)		47 950	45 838	43 179	43 350	41 802	40 177	38 640	35 160	33 771	31 875	30 545	29 277
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	149 852	140 997	131 339	135 936	140 694	145 618	150 714	155 989	161 449	148 533	153 732	149 168
Налог на имущество	тыс.тг	183 951	156 611	133 373	113 367	96 362	81 908	69 621	59 178	50 301	42 756	36 343	30 891
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 395 132	4 159 260	3 956 417	4 078 513	3 847 533	4 050 423	3 799 020	3 465 499	3 342 003	3 180 154	3 186 088	3 029 114
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 088 855	2 989 059	2 757 125	2 572 919	2 712 288	2 489 437	2 252 995	2 244 516	1 998 401	2 053 705	1 892 961	1 927 032
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 292 686	1 223 312	1 163 652	1 073 293	1 012 509	964 386	904 529	825 119	759 546	722 762	692 628	658 503
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 998	1 910	1 799	1 806	1 742	1 674	1 610	1 465	1 407	1 328	1 273	1 220
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	776 023	750 692	767 439	565 108	472 026	365 088	310 019	197 584	114 215	80 308	22 206	10 797
Общие поступления Государству	тыс.тг	9 840 549	9 376 005	8 867 965	8 497 592	8 241 352	8 058 357	7 449 869	6 914 190	6 393 552	6 197 671	5 954 684	5 777 448
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	646 322	632 754	607 227	583 169	568 258	555 571	546 063	515 173	496 945	486 624	481 408	457 781
Возврат НДС Государством	тыс.тг	598 373	586 916	564 048	539 819	526 457	515 394	507 423	480 013	463 174	454 749	450 862	428 504
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	9 888 499	9 421 843	8 911 144	8 540 942	8 283 153	8 098 534	7 488 509	6 949 350	6 427 323	6 229 547	5 985 230	5 806 724

Таблица 4.2.3 – Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)

Производственный доход	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
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	719	8,00	14,37	19,41	21,11	23	22	26	30	46	61	56
Конденсата													
на экспорт	тыс. тонн	346	10	10	12	14	14	22	23	25	26	24	22
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	1 173,338	58,159	44,292	41,684	47,080	52,469	67,887	69,927	74,913	80,077	75,855	70,084
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн	207 619	207 619	233 539	239 846	239 846	239 846	239 846	248 241	256 929	265 922	275 229	284 862
Конденсата													
на экспорт	тг/тонн	207 619	207 619	233 539	239 846	239 846	239 846	239 846	248 241	256 929	265 922	275 229	284 862
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	3 644	3 644	3 827	4 018	4 219	4 430	4 651	4 884	5 128	5 384	5 654	5 936
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тг тыс	220 264 920	1 661 256	3 355 367	4 654 885	5 063 758	5 471 388	5 259 715	6 513 370	7 794 532	12 331 658	16 834 563	15 853 032
Конденсата													
на экспорт	тг тыс	100 545 218	2 160 354	2 310 274	2 778 442	3 241 539	3 325 754	5 297 055	5 605 456	6 359 112	7 031 052	6 694 706	6 408 081
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг тыс	7 143 742	211 948,2	169 484,8	167 477,9	198 619,3	232 418,7	315 753,9	341 501,8	384 148	431 160	428 845	416 029
Итоговый производственный доход	тг тыс	327 953 879	4033558	5835126	7600805	8503916	9029561	10872523	12460327	14537792	19793870	23958114	22677143

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	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
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	51	46	43	40	36	34	30	27	24	22	20	19
Конденсата													
на экспорт	тыс. тонн	21	19	18	14	13	12	11	9	8	7	7	6
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	64,107	58,366	52,362	50,066	45,979	42	39	33	31	27	25	23
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн	294 832	305 152	315 832	326 886	338 327	350 168	362 424	375 109	388 238	401 826	415 890	430 446
Конденсата													
на экспорт	тг/тонн	294 832	305 152	315 832	326 886	338 327	350 168	362 424	375 109	388 238	401 826	415 890	430 446
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	6 233	6 545	6 872	7 215	7 576	7 955	8 353	8 770	9 209	9 669	10 153	10 661
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тг тыс	14 980 149	14 184 335	13 560 893	12 967 762	12 331 148	11 730 954	10 947 960	10 125 571	9 251 330	8 844 043	8 457 301	8 089 948
Конденсата													
на экспорт	тг тыс	6 100 750	5 818 214	5 535 338	4 554 137	4 292 770	4 061 121	3 844 439	3 367 037	3 182 250	3 012 749	2 853 963	2 710 626
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг тыс	399 581	381 984	359 825	361 248	348 347	334 809	321 997	292 999	281 424	265 625	254 543	243 973
Итоговый производственный доход	тг тыс	21480481	20384533	19456056	17883146	16972265	16126884	15114396	13785607	12715004	12122417	11565807	11044547

Таблица 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	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Соцвыплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	1 243 091	32 171	34 263	36 490	39 044	41 777	43 239	44 753	46 319	47 940	49 618	51 355
Энергия (тепло-, электроэнергия)	тыс.тг	1 193 987	12 362	17 362	23 625	28 243	32 011	39 740	45 626	53 290	72 926	88 645	83 867
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	21 956 143	678 854	722 980	769 973	823 872	881 543	912 397	944 331	977 382	1 011 590	1 046 996	1 083 641
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	839 952	17 433	38 096	18 749	40 018	41 678	43 123	44 663	68 348	93 699	50 848	28 613
Геофизические работы	тыс.тг	36 091	0	3 281	0	3 281	3 281	3 281	3 281	6 562	9 843	3 281	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание	тыс.тг	7 013 886	93 518	124 691	124 691	155 864	187 037	218 210	249 383	311 728	405 247	436 420	436 420
Командировочные	тыс.тг	53 525	1 385	1 475	1 571	1 681	1 799	1 862	1 927	1 994	2 064	2 136	2 211
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	398 297	10 308	10 978	11 692	12 510	13 386	13 854	14 339	14 841	15 360	15 898	16 454
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	8 350 026	207 669	218 099	247 373	264 689	283 217	293 130	303 389	314 008	324 998	336 373	348 146
ТРС	тыс.тг	1 221 900	31 623	33 678	35 868	38 378	41 065	42 502	43 990	45 529	47 123	48 772	50 479
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	2 830 875	74 190	79 012	84 148	90 038	96 341	99 713	103 203	106 815	110 554	114 423	118 428
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тыс.тг	5 454 034	248 716	237 084	231 020	225 328	226 337	228 734	227 787	230 401	234 023	233 591	233 671
НИР, консультационные услуги экспертов	тыс.тг	527 819	29 727	11 659	13 224	14 150	15 140	35 670	16 219	16 786	17 374	37 982	18 611
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	923 129	23 918	20 042	51 428	20 491	45 455	45 576	46 956	48 932	74 434	102 233	56 943
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	211 600	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	4 334 234	112 171	119 462	127 227	136 133	145 662	150 760	156 037	161 498	167 151	173 001	179 056
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	5 791 153	151 771	161 636	172 142	184 192	197 086	203 984	211 123	218 513	226 161	234 076	242 269
Страхование	тыс.тг	1 896 224	49 075	52 264	55 662	59 558	63 727	65 957	68 266	70 655	73 128	75 688	78 337
Ликвидация в период разработки	тыс.тг	214 164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	307 692	3 360	4 601	4 900	5 825	7 480	8 387	9 348	11 057	13 590	14 806	15 324
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	64 797 822	1 787 452	1 899 865	2 018 983	2 152 495	2 333 221	2 459 319	2 543 819	2 713 860	2 956 405	3 073 987	3 053 025
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	3 186 438	88 764	101 764	112 228	120 084	128 490	132 987	137 642	142 459	147 445	152 606	157 947
Налог на имущество	тыс.тг	2 506 399	59 326	72 486	82 538	85 483	101 856	114 723	126 335	151 911	204 797	235 868	216 413
Земельный налог	тыс.тг	645	17	18	19	20	22	22	23	24	25	26	27
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	19 604 394	214 697	353 710	451 864	504 870	534 769	641 734	740 249	867 432	1 189 015	1 445 870	1 367 259
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	35 719	1 060	847	837	993	1 162	1 579	1 708	1 921	2 156	2 144	2 080
Расходы на НИОКР	тыс.тг	3 229 667	60 574	40 336	58 351	76 008	85 039	90 296	108 725	124 603	145 378	197 939	239 581
Итого производственных затрат	тыс.тг	93 361 082	2 211 889	2 469 024	2 724 820	2 939 953	3 184 558	3 440 661	3 658 501	4 002 211	4 645 221	5 108 440	5 036 332
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	49 557 430	1 009 183	1 022 415	1 185 417	1 386 714	1 561 798	1 969 894	2 172 768	2 462 829	3 121 243	3 555 432	3 345 180
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	69 853 735	472 334	990 387	1 265 219	1 413 636	1 497 352	1 796 856	2 072 697	2 775 784	3 804 849	4 626 785	4 648 680
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	49 249 092	596 381	873 357	1 115 713	1 246 592	1 320 416	1 584 529	1 757 476	2 115 366	2 796 038	3 487 980	3 375 947
Прочие расходы	тыс.тг	524 615	5 835	10 477	14 153	15 396	16 635	15 992	19 133	22 123	33 817	44 603	40 583
Итого расходы по реализации	тыс.тг	169 184 871	2 083 733	2 896 636	3 580 501	4 062 338	4 396 202	5 367 271	6 022 074	7 376 102	9 755 946	11 714 801	11 410 390
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	1 259 910	21 879	28 853	36 864	41 186	43 627	52 329	58 050	65 507	86 614	101 723	92 985
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	1 259 910	21 879	28 853	36 864	41 186	43 627	52 329	58 050	65 507	86 614	101 723	92 985
Итого не производственные затраты	тыс.тг	170 444 781	2 105 612	2 925 489	3 617 366	4 103 524	4 439 829	5 419 601	6 080 124	7 441 609	9 842 560	11 816 524	11 503 375
Итого затраты	тыс.тг	263 805 864	4 317 501	5 394 514	6 342 186	7 043 478	7 624 387	8 860 262	9 738 625	11 443 820	14 487 780	16 924 964	16 539 706
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг	327 953 879	4 033 558	5 835 126	7 600 805	8 503 916	9 029 561	10 872 523	12 460 327	14 537 792	19 793 870	23 958 114	22 677 143
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	263 805 864	4 317 501	5 394 514	6 342 186	7 043 478	7 624 387	8 860 262	9 738 625	11 443 820	14 487 780	16 924 964	16 539 706
Операционный доход	тыс.тг	64 148 016	-283 943	440 612	1 258 619	1 460 438	1 405 174	2 012 262	2 721 702	3 093 972	5 306 089	7 033 150	6 137 436
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	29 435 149	60 301	143 240	183 758	284 285	385 374	568 666	759 513	1 166 191	2 208 789	2 888 720	2 640 573
Балансовая прибыль	тыс.тг	34 712 867	-344 244	297 372	1 074 862	1 176 153	1 019 800	1 443 595	1 962 189	1 927 781	3 097 300	4 144 430	3 496 863
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	29 285 073	658 007	1 047 538	894 524	1 116 836	1 279 776	1 419 595	1 552 998	2 021 381	2 797 364	2 752 473	2 339 602
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	34 862 943	-941 950	-606 925	364 096	343 603	125 398	592 666	1 168 704	1 072 591	2 508 725	4 280 678	3 797 834
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	36 411 818	0	0	364 096	343 603	125 398	592 666	1 168 704	1 072 591	2 508 725	4 280 678	3 797 834
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	6 972 589	0	0	0	0	0	0	209 118	214 518	501 745	856 136	759 567
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	27 740 278	-344 244	297 372	1 074 862	1 176 153	1 019 800	1 443 595	1 753 070	1 713 263	2 595 555	3 288 295	2 737 297

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	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
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Соцвыплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	53 152	55 012	56 938	58 931	60 993	63 128	65 337	67 624	69 991	72 441	74 976	77 600
Энергия (тепло-, электроэнергия)	тыс.тг	79 420	75 357	71 943	66 019	62 636	59 502	55 735	50 839	46 848	44 675	42 620	40 696
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	1 028 104	967 353	901 089	932 627	965 269	999 054	1 034 020	1 070 211	1 107 669	1 019 055	1 054 722	1 023 410
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	28 374	28 094	27 467	28 131	28 835	29 566	30 717	30 646	31 146	30 485	31 325	29 898
Геофизические работы	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание	тыс.тг	436 420	436 420	405 247	405 247	405 247	405 247	342 901	311 728	280 555	280 555	280 555	280 555
Командировочные	тыс.тг	2 289	2 369	2 452	2 537	2 626	2 718	2 813	2 912	3 014	3 119	3 228	3 341
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	17 030	17 626	18 243	18 882	19 543	20 227	20 935	21 667	22 426	23 211	24 023	24 864
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	360 331	372 943	385 996	399 506	413 488	427 960	442 939	458 442	474 487	491 094	508 283	473 465
ТРС	тыс.тг	52 246	54 075	55 967	57 926	59 953	62 052	64 224	66 471	68 798	71 206	73 698	76 277
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	122 573	126 863	131 303	135 898	140 655	145 578	150 673	155 947	161 405	167 054	172 901	143 162
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тыс.тг	233 936	233 644	233 449	234 468	234 468	234 337	234 227	232 770	232 654	264 463	264 463	264 463
НИР, консультационные услуги экспертов	тыс.тг	19 263	19 937	40 635	21 357	22 105	22 878	23 679	24 508	25 365	26 253	27 172	28 123
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	32 143	31 532	31 527	30 594	30 969	31 534	32 195	33 288	33 133	33 513	32 751	33 542
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	185 323	191 809	198 522	205 471	212 662	220 105	227 809	235 782	244 035	252 576	261 416	270 566
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	250 748	259 524	268 608	278 009	287 739	297 810	308 234	319 022	330 188	341 744	353 705	292 868
Страхование	тыс.тг	81 079	83 916	86 853	89 893	93 040	96 296	99 666	103 155	106 765	110 502	114 369	118 372
Ликвидация в период разработки	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	104 312	53 981	55 871	0	0	0
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	15 861	16 416	16 990	17 585	18 200	18 837	17 547	17 152	16 708	17 293	17 898	18 525
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	3 007 490	2 982 089	2 942 429	2 992 282	3 067 630	3 146 029	3 267 163	3 265 346	3 320 258	3 258 440	3 347 306	3 208 928
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	149 852	140 997	131 339	135 936	140 694	145 618	150 714	155 989	161 449	148 533	153 732	149 168
Налог на имущество	тыс.тг	183 951	156 611	133 373	113 367	96 362	81 908	69 621	59 178	50 301	42 756	36 343	30 891
Земельный налог	тыс.тг	28	29	30	31	32	33	34	35	36	38	39	40
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 292 686	1 223 312	1 163 652	1 073 293	1 012 509	964 386	904 529	825 119	759 546	722 762	692 628	658 503
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 998	1 910	1 799	1 806	1 742	1 674	1 610	1 465	1 407	1 328	1 273	1 220
Расходы на НИОКР	тыс.тг	226 771	214 805	203 845	194 561	178 831	169 723	161 269	151 144	137 856	127 150	121 224	115 658
Итого производственных затрат	тыс.тг	4 862 777	4 719 753	4 576 467	4 511 275	4 497 799	4 509 371	4 554 940	4 458 276	4 430 854	4 301 008	4 352 545	4 164 408
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	3 142 810	2 954 793	2 783 731	2 576 598	2 427 715	2 288 630	2 134 084	1 927 143	1 773 385	1 672 619	1 583 092	1 499 957
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 395 132	4 159 260	3 956 417	4 078 513	3 847 533	4 050 423	3 799 020	3 465 499	3 342 003	3 180 154	3 186 088	3 029 114
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 088 855	2 989 059	2 757 125	2 572 919	2 712 288	2 489 437	2 252 995	2 244 516	1 998 401	2 053 705	1 892 961	1 927 032
Прочие расходы	тыс.тг	37 051	33 896	31 311	28 929	26 578	24 430	22 028	19 684	17 377	16 050	14 829	13 705
Итого расходы по реализации	тыс.тг	10 663 849	10 137 009	9 528 584	9 256 959	9 014 114	8 852 920	8 208 127	7 656 842	7 131 166	6 922 528	6 676 969	6 469 808
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	85 077	77 994	71 943	63 787	58 471	53 667	48 570	42 806	38 111	35 114	32 366	22 387
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	85 077	77 994	71 943	63 787	58 471	53 667	48 570	42 806	38 111	35 114	32 366	22 387
Итого не производственные затраты	тыс.тг	10 748 926	10 215 004	9 600 526	9 320 746	9 072 586	8 906 588	8 256 697	7 699 648	7 169 277	6 957 642	6 709 335	6 492 195
Итого затраты	тыс.тг	15 611 703	14 934 757	14 176 993	13 832 020	13 570 384	13 415 958	12 811 638	12 157 924	11 600 131	11 258 650	11 061 880	10 656 603
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг	21 480 481	20 384 533	19 456 056	17 883 146	16 972 265	16 126 884	15 114 396	13 785 607	12 715 004	12 122 417	11 565 807	11 044 547
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	15 611 703	14 934 757	14 176 993	13 832 020	13 570 384	13 415 958	12 811 638	12 157 924	11 600 131	11 258 650	11 061 880	10 656 603
Операционный доход	тыс.тг	5 868 778	5 449 776	5 279 063	4 051 126	3 401 881	2 710 926	2 302 759	1 627 684	1 114 872	863 767	503 927	387 944
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	2 416 003	2 219 751	2 047 518	1 815 390	1 664 120	1 527 397	1 382 313	1 218 261	1 084 650	999 363	921 149	849 821
Балансовая прибыль	тыс.тг	3 452 775	3 230 025	3 231 545	2 235 736	1 737 761	1 183 529	920 445	409 423	30 222	-135 596	-417 222	-461 877
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	1 988 662	1 696 314	1 441 867	1 225 587	1 041 749	885 487	752 664	639 764	543 800	462 230	392 895	333 961
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	3 880 117	3 753 462	3 837 196	2 825 539	2 360 132	1 825 439	1 550 095	987 920	571 073	401 538	111 032	53 983
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	3 880 117	3 753 462	3 837 196	2 825 539	2 360 132	1 825 439	1 550 095	987 920	571 073	401 538	111 032	53 983
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	776 023	750 692	767 439	565 108	472 026	365 088	310 019	197 584	114 215	80 308	22 206	10 797
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	2 676 752	2 479 333	2 464 106	1 670 628	1 265 734	818 441	610 427	211 839	-83 992	-215 904	-439 428	-472 674
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	2 676 752	2 479 333	2 464 106	1 670 628	1 265 734	818 441	610 427	211 839	-83 992	-215 904	-439 428	-472 674

Таблица 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 (без НДС)	тыс.тг	327 953 879	4 033 558	5 835 126	7 600 805	8 503 916	9 029 561	10 872 523	12 460 327	14 537 792	19 793 870	23 958 114	22 677 143
Итого приток средств	тыс.тг	327 953 879	4 033 558	5 835 126	7 600 805	8 503 916	9 029 561	10 872 523	12 460 327	14 537 792	19 793 870	23 958 114	22 677 143
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	263 805 864	4 317 501	5 394 514	6 342 186	7 043 478	7 624 387	8 860 262	9 738 625	11 443 820	14 487 780	16 924 964	16 539 706
прямые затраты	тыс.тг	64 797 822	1 787 452	1 899 865	2 018 983	2 152 495	2 333 221	2 459 319	2 543 819	2 713 860	2 956 405	3 073 987	3 053 025
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	28 563 260	424 437	569 160	705 837	787 458	851 338	981 342	1 114 682	1 288 351	1 688 816	2 034 453	1 983 307
расходы периода	тыс.тг	170 444 781	2 105 612	2 925 489	3 617 366	4 103 524	4 439 829	5 419 601	6 080 124	7 441 609	9 842 560	11 816 524	11 503 375
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	26 996 092	205 290	3 254 875	27 447	2 376 603	2 203 105	2 211 905	2 308 945	4 675 555	7 194 600	2 498 088	0
Бурение	тыс.тг	23 596 098	85 230	2 040 986	4 230	1 992 707	2 009 762	2 052 488	2 107 785	4 334 879	6 681 282	2 286 748	0
Обустройство	тыс.тг	3 399 993	120 060	1 213 889	23 217	383 896	193 343	159 416	201 160	340 676	513 318	211 339	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	6 972 589	0	0	0	0	0	0	209 118	214 518	501 745	856 136	759 567
Итого отток средств	тыс.тг	297 774 544	4 522 791	8 649 389	6 369 632	9 420 080	9 827 492	11 072 166	12 256 688	16 333 893	22 184 126	20 279 187	17 299 273
Поток денежной наличности	тыс.тг	30 179 335	-489 233	-2 814 263	1 231 172,90	-916 164,03	-797 930,97	-199 642,90	203 638,65	-1 796 101,24	-2 390 256,27	3 678 927,31	5 377 869,22
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	5 199 164	-489 233	-2 538 803	1 001 954	-672 614	-528 473	-119 282	109 760	-873 335	-1 048 477	1 455 794	1 919 788
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 107 357	-489 233	-2 447 185	930 944	-602 393	-456 220	-99 258	88 039	-675 221	-781 379	1 045 781	1 329 327
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	48 739	-489 233	-2 345 219	854 981	-530 188	-384 805	-80 232	68 198	-501 259	-555 897	713 001	868 556
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	30 179 335	-489 233	-3 303 495	-2 072 322	-2 988 487	-3 786 417	-3 986 060	-3 782 422	-5 578 523	-7 968 779	-4 289 852	1 088 017
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	5 199 164	-489 233	-3 028 035	-2 026 082	-2 698 696	-3 227 169	-3 346 451	-3 236 690	-4 110 025	-5 158 502	-3 702 708	-1 782 920
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 107 357	-489 233	-2 936 418	-2 005 474	-2 607 867	-3 064 086	-3 163 344	-3 075 306	-3 750 527	-4 531 906	-3 486 125	-2 156 798
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	48 739	-489 233	-2 834 452	-1 979 470	-2 509 658	-2 894 463	-2 974 695	-2 906 496	-3 407 755	-3 963 653	-3 250 652	-2 382 096

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	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
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	21 480 481	20 384 533	19 456 056	17 883 146	16 972 265	16 126 884	15 114 396	13 785 607	12 715 004	12 122 417	11 565 807	11 044 547
Итого приток средств	тыс.тг	21 480 481	20 384 533	19 456 056	17 883 146	16 972 265	16 126 884	15 114 396	13 785 607	12 715 004	12 122 417	11 565 807	11 044 547
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	15 611 703	14 934 757	14 176 993	13 832 020	13 570 384	13 415 958	12 811 638	12 157 924	11 600 131	11 258 650	11 061 880	10 656 603
прямые затраты	тыс.тг	3 007 490	2 982 089	2 942 429	2 992 282	3 067 630	3 146 029	3 267 163	3 265 346	3 320 258	3 258 440	3 347 306	3 208 928
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	1 855 286	1 737 664	1 634 038	1 518 993	1 430 169	1 363 341	1 287 777	1 192 930	1 110 596	1 042 568	1 005 238	955 480
расходы периода	тыс.тг	10 748 926	10 215 004	9 600 526	9 320 746	9 072 586	8 906 588	8 256 697	7 699 648	7 169 277	6 957 642	6 709 335	6 492 195
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	39 680	0	0	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	39 680	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	776 023	750 692	767 439	565 108	472 026	365 088	310 019	197 584	114 215	80 308	22 206	10 797
Итого отток средств	тыс.тг	16 387 726	15 725 129	14 944 432	14 397 128	14 042 411	13 781 046	13 121 657	12 355 507	11 714 346	11 338 957	11 084 086	10 667 400
Поток денежной наличности	тыс.тг	5 092 754,99	4 659 403,80	4 511 624,00	3 486 018,24	2 929 854,38	2 345 837,74	1 992 739,60	1 430 099,97	1 000 657,86	783 459,68	481 720,68	377 147,12
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	1 640 061	1 353 636	1 182 412	824 195	624 900	451 364	345 895	223 936	141 354	99 840	55 379	39 113
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	1 094 653	870 876	733 265	492 674	360 063	250 687	185 177	115 559	70 312	47 870	25 594	17 424
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	685 424	522 583	421 674	271 514	190 164	126 881	89 819	53 716	31 321	20 436	10 471	6 832
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	6 180 772	10 840 176	15 351 800	18 837 818	21 767 673	24 113 510	26 106 250	27 536 350	28 537 008	29 320 468	29 802 188	30 179 335
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	-142 859	1 210 777	2 393 189	3 217 384	3 842 284	4 293 648	4 639 543	4 863 479	5 004 832	5 104 672	5 160 051	5 199 164
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	-1 062 145	-191 269	541 996	1 034 671	1 394 734	1 645 421	1 830 598	1 946 157	2 016 469	2 064 339	2 089 933	2 107 357
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	-1 696 672	-1 174 089	-752 415	-480 901	-290 738	-163 856	-74 037	-20 321	11 001	31 436	41 907	48 739

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата

Нефтяные залежи

При определении коэффициента извлечения нефти применялась апробированная в Республике Казахстан покоэффициентная методика (ТатНИПИнефть), соответствующая действующим инструкциям.

Для всех рассматриваемых вариантов разработки продуктивных горизонтов расчет коэффициента извлечения нефти проводился по формуле:

$$K_{кин} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3; \quad (4.1)$$

где: K_1 - коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин;

K_2 - коэффициент вытеснения нефти;

K_3 - коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использовались следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''; \quad (4.2)$$

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_n^{\min}}{h_{эф}^{\text{внз}}} \right)^2; \quad (4.3)$$

$$K_1'' = \exp \left(- \frac{W^2}{d^2} * S' * m_p \right); \quad (4.4)$$

В этих формулах K_1' - коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти этих пластов с нефтенасыщенной толщиной меньше некоторой минимальной $h_{н.мин}/h_{нз}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$(h_{н.мин}/h_{нз})^2 = 1/[1+(A_2/(1-A_2)) \cdot \mu_v/\mu_n \cdot \gamma_n/\gamma_v]^2; \quad (4.5)$$

где: $A_2/(1-A_2)$ - предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;

A_2 - предельная весовая обводненность добываемой продукции;

μ_v/μ_n - соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

γ_n/γ_v - соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

Расчет технологических показателей осуществлялся на период до достижения 98% обводненности продукции скважины. K_1'' - коэффициент дренирования нефтяных пластов

при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

m_p - число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами;

W - доля общей площади продуктивного пласта, занятая не коллектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта-не коллектора;

d - линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S^I - площадь на одну скважину, км²/скв.

Коэффициент заводнения (K_3) зависит от зональной и послойной неоднородности пластов по проницаемости, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин, а также предельной обводненности добываемой продукции.

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A; \quad (4.6)$$

$$A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_2) \mu_0}; \quad (4.7)$$

где: μ_0 - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях.

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2v^2}; \quad (4.8)$$

$$K_{3к} = \frac{1}{0,25 + 0,25v^2}; \quad (4.9)$$

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \left(1 + \mu_* \right)^{\frac{\sigma_n \gamma_e}{\gamma_n}}; \quad (4.10)$$

где: μ_* - соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

v^2 - расчётная послойная неоднородность пластов.

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_e} \cdot K_\phi; \quad (4.11)$$

где: K_ϕ - фильтрационный коэффициент.

$$K_\phi = K_2^{1,5}; \quad (4.12)$$

По результатам проведения расчетов технологических показателей можно отметить, что по всем эксплуатационным объектам утвержденные значения КИН достигаются в 1 и 2 вариантах разработки. Рассчитанные по трем вариантам значения КИН представлены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 - Коэффициенты нефтеизвлечения по расчетным вариантам разработки

Объекты	Горизонт	Участок	Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.			
				К ₁	К ₂	К ₃	КИН
I	Ю-ХПБ	р-н скв. С-2	1	0,245	0,685	0,427	0,072
			2	0,855	0,685	0,427	0,250
II	Ю-IX+Ю-XI	р-н скв. Тын-1	1	0,246	0,576	0,449	0,064
			2	0,793	0,576	0,449	0,205
III	Ю-II+Ю-IIIБ	р-н скв. С.В.-1А	1	0,262	0,741	0,563	0,109
			2	0,531	0,741	0,563	0,221

Газоконденсатные залежи

Сопоставление утвержденного и рассчитанных коэффициентов извлечения газа и конденсата представлено в таблице 4.3.1.

Согласно постановлению ГКЗ РК утвержденные коэффициенты извлечения газа и конденсата по I объекту разработки составляют 0,736 и 0,699 доли ед. соответственно, по II объекту разработки - 0,693 и 0,553 соответственно (Протокол ГКЗ РК №2176-20-У от 06.05.2020г).

Согласно 1 варианту разработки без проведения дополнительных ГТМ и бурения скважин достигается минимальное значение коэффициента извлечения газа и конденсата.

Предусмотренные во 2 варианте ГТМ на II объекте и ввод из бурения 1 добывающей скважины на I объект позволили увеличить экономически рентабельный период разработки и коэффициенты извлечения газа и конденсата, но в связи с затратами на бурение наблюдается недостижение утвержденных значений КИГ и КИК.

В 3 варианте вместо бурения скважины на I объект рассматривается перевод скважины С.В.-3 на одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ) для разработки I и II объектов, что позволяет достичь величину утвержденного КИГ и КИК в 2040г.

Таблица 4.3.2 - Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения газа и конденсата

Объект разработки	КИ, утвержденный в ГКЗ РК		Варианты разработки	Коэффициенты извлечения, д.ед	
	газа	конденсата		газа	конденсата
I	0,736	0,699	1	-	-
			2	0,674	0,642
			3	0,737	0,701
II	0,693	0,553	1	0,455	0,426
			2	0,643	0,536
			3	0,693	0,553
По месторождению в целом	0,699	0,575	1	0,448	0,420
			2	0,647	0,553
			3	0,699	0,576

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по двум вариантам, для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренного варианта разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации варианта.

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- 2048 гг.

2 вариант – 2026 - 2050 гг.

Объем необходимых капитальных затрат при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 26 996,1 млн. тг.

2 вариант – 43 430,8 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 263 805,9 млн. тг

2 вариант – 326 117,6 млн. тг.

Дисконтированные поступления Государства за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85%:

1 вариант – 53 759,4 млн. тг.

2 вариант – 61 028,2 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 5 199,2 млн. тг.

2 вариант – 3 232,6 млн. тг.

Таким образом, рекомендуемым является первый вариант с максимальной чистой приведенной стоимостью и доходом Государства.

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	период	2026 - 2048	2026 - 2050
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	387	456
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	61,4	61,4
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м3/год	84,8	94,2
Проектный уровень добычи конденсата	тыс.т/год	26,4	29,7
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	170,1	62,2
Темп отбора при проектном уровне	%	7,8	7,8
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	сквж	21	27
добывающих	сквж	20	26
нагнетательных	сквж	1	1
Ввод новых скважин из бурения	сквж	11	17
Нефтедобывающих	сквж	9	14
Газодобывающие скважины	сквж	2	3
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти	тыс. т	722	825
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	786	889
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	113	119
добыча природного газа	млн. м3	1 169	1 421
добыча конденсата	тыс. т	346	449
добыча жидкости	тыс. т	5 749	7 041
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	7 057	8 350
закачка воды	тыс. м3	993	627
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	993	627
Коэффициент извлечения нефти	д.ед	0,288	0,326
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	92	95
Суммарная выручка от реализации	млн. тг	327 953,9	407 581,0
Капитальные затраты	млн. тг	26 996,1	43 430,8
в строительство скважин	млн. тг	23 596,1	37 972,8
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	3 400,0	5 458,1
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	263 805,9	326 117,6
производственные расходы	млн. тг	64 797,8	74 606,1
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	28 563,3	35 679,1
непроизводственные расходы	млн. тг	170 444,8	215 832,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)		293 090,9	370 693,5
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг/тонна	286 959,5	305 102,7
- Поток денежной наличности	млн. тг	30 179,3	30 648,2
- Поступления Государству	млн. тг	151 408,4	191 329,5
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	5 199,2	3 232,6
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	2 107,4	457,0
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	48,7	-1 197,3
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	53 759,4	61 028,2
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	36 333,4	39 844,4
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	26 229,8	28 045,6
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	2,118	1,706
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	1,338	1,155
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,165	1,028
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,005	0,907

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

6.1 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования.

Характеристика показателей эксплуатации скважин

Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор рационального способа подъёма жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения Сазтобе Восточное исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

На 01.01.2026 добыча нефти на месторождении Сазтобе Восточное осуществляется фонтанным и механизированным способом. Разработка продуктивных горизонтов осуществляется на естественном режиме без поддержания пластового давления.

По состоянию на 01.01.2026 год весь пробуренный фонд скважин на месторождении Сазтобе Восточное составляет 14 ед. Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 9 ед., 5 из которых находятся в действующем фонде (В.Сазтобе-1А, В.Сазтобе-3, В.С-5, Нсановская-43, В.С-102), в бездействующем фонде числится 4 скважины (Тын-1, В. Сазтобе-2, В. Сазтобе-105, ОС-1). Скважина ГС-1 на дату отчета находится в освоении. Скважина В.С-102, В.С-1А эксплуатируются механизированным способом при помощи УЭЦН, остальные 3 скважины (В.Сазтобе-3, Нсановская-43, Сазтобе-5) фонтанным способом. Всего ликвидировано 4 скважины. На газоконденсатные залежи эксплуатируется скважины В.Сазтобе-1А, В.С-3, Нсановская-43. Скважины эксплуатируются фонтанным способом. В бездействии находятся 4 скважины Тын-1, В.С-2, В.С-105, ОС-1.

Показатели эксплуатации по нефти: Согласно таблице 6.1.1. в 2027 г. планируется ввод 1-ой скважины из освоения, а в период 2023 г. по 2027 г. планируется ввод 10 новых скважин из бурения и выбытие 2 скважин с увеличением среднего дебита жидкости до 30,3 м³/сут, а также с увеличением обводнённости с 26,8% до 53,7%. На протяжении 2029-2041 годы средний фонд не изменится и составит 12 скважин со средним дебитом 30,3 м³/сут. при постепенном увеличении обводнённости с 53,7% до 85,7%.

Показатели эксплуатации по газу и конденсату: согласно таблице 6.1.2. в 2029 г. планируется выбытие 1-ой скважины, а средний эксплуатационный фонд составить 3 скважины. За период, указанный в таблице средний дебит газа к 2040 году снизится до 26,5 тыс. м³/сут, а средний дебит конденсата снизится до 2,8 т/сут.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по нефти согласно проекту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																						
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
ФОНТАН ЭЦН ШГН	Ввод скважин из бурения	0	0	0	0	1	0	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод скважин из освоения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Выбытие скважин	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	2	3	3	3	8	8	9	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	Средний дебит по жидкости, м3/сут,	23,3	16,7	19	32,9	32,2	29,9	28	28,5	30,2	30,9	30,4	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
	Средняя обводненность, %	26,8	37,4	45,1	64,4	26,0	28,6	38,7	43,5	48,1	53,7	53,7	58,1	61,7	65,2	67,9	70,2	73,2	75,9	78,3	80,5	82,4	84,1	85,7

Таблица 6.1.2 - Показатели эксплуатации скважин по газу и конденсату согласно проекту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Годы											
		2020	2021	2023	2025	2027	2029	2031	2033	2035	2037	2039	2040
ФОНТАН	Ввод скважин из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод скважин из освоения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Выбытие скважин	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3
	Ср. дебит газа, тыс. м3/сут	77,3	77,7	73,3	89,9	79,2	71,0	71,1	59,8	49,5	40,2	30,5	26,5
	Ср. дебит конденсата, т/сут	29,1	26,5	22,6	25,9	19,6	15,1	11,5	7,8	5,8	4,4	3,3	2,8

6.1.1 Обоснование предельных условий фонтанирования скважин

Для обеспечения длительного фонтанирования скважин необходимо оценить предельные давления фонтанирования при условии $P_{заб} > P_{нас}$, обосновать выбора внутрискважинного оборудования и подобрать устьевое оборудование.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Для нефтяных залежей: Пластовая нефть месторождения Сазтобе Восточное насыщена газом. Давление насыщения изменяется по глубине и составляет в среднем 10,4 – 12,43 МПа.

Значения минимальных забойных давлений фонтанирования скважин нефтяного объекта оценены по методике А.П. Крылова для условия, когда забойное давление больше давления насыщения. Исходные данные для расчёта условий фонтанирования приведены в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3 - Исходные данные для расчёта условий фонтанирования нефтяных залежей

№ пп	Наименование	П объект
Горизонты		Ю-IX
1	Средняя длина подъёмника, м	3030
2	Давление насыщения нефти газом, МПа	12,43
3	Пластовое давление, МПа	28,6
4	Газосодержание, м ³ /т	61,73
5	Плотность пластовой нефти, кг/м ³	796
6	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	899

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 ($G_{эф.}$) был больше или по крайней мере равен удельному расходу газа ($R_{опт}$) при работе на оптимальном режиме ($G_{эф.} \geq R_{опт}$) и условия фонтанирования при $P_{заб} > P_{нас}$.

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 II -му объекту.

Как видно из графика на рисунке 6.1.1, условия фонтанирования скважин с НКТ диаметром 73 мм для II объекта при существующих продуктивных характеристиках пластов при забойных давлениях в диапазоне значений от давления насыщения до пластового

давления с устьевыми давлениями от 0,5 до 2,5 МПа при максимальной обводненности от 0% до 50%.

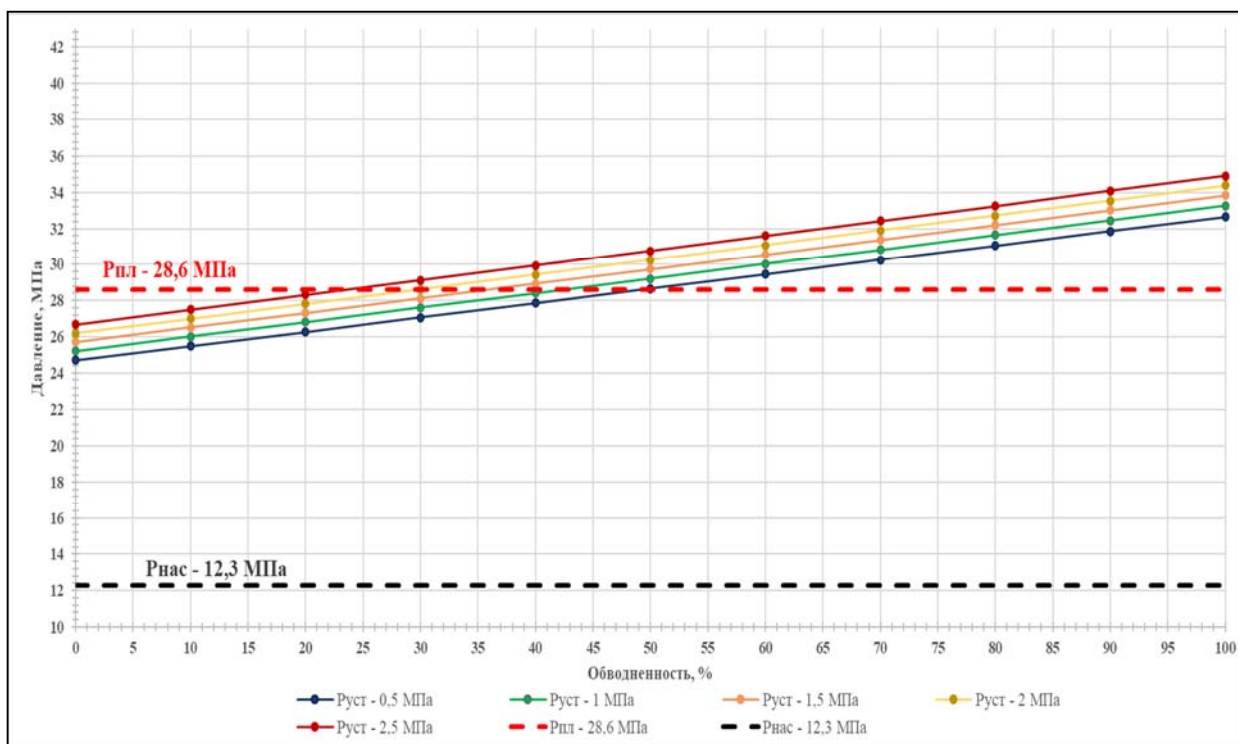


Рис. 6.1.1 – Минимальные забойные давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности II объекта

Для газовых залежей: Режим работы газовой (конденсатной) скважины задается совокупностью параметров, входящих в общее уравнение притока, а также имеющимся в наличии оборудованием. При этом учитывается большое кол-во факторов, ограничивающих дебит газовой скважины. К основным из этих факторов относится вынос частиц породы из пласта в скважину, образование водяного конуса, образование конденсата пласте или скважине, чрезмерное охлаждение газа в местах его дросселирования и возможность образования гидратов, вероятность смятия обсадной колонны и т.д.

Одним из критериев при расчете подъемника газовой скважины является обеспечение выноса с забоя твердых или жидких частиц, содержащихся в продукции.

Вынос этих частиц зависит от скорости газового потока у башмака труб $V_{г*}$. Основное условие выноса следующее:

$$v_{г*} = 1,2 v_{кр}, \quad (1)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость, при которой твердые или жидкие частицы находятся в потоке газа во взвешенном состоянии, м/с.

В этом случае критическая скорость зависит от режима течения газа и диаметра выносимых частиц.

Режим течения определяется параметром Рейнольдса:

$$Re = v_{кр\tau} d_{\tau} / \mu_{\tau} \quad (2)$$

или параметром Архимеда:

$$Ar = d_{\tau}^3 \rho_{\tau} g (\rho_{\tau} - \rho_{\Gamma}) / \mu_{\tau}^2 \quad (3)$$

где d_{τ} – диаметр твердой частицы, м

ρ_{τ} – плотность твердых частиц, кг/м³ (при расчетах принимают $\rho_{\tau}=2400$ кг/м³).

Выделяют три режима течения:

Ламинарный $Re \leq 2$ или $Ar \leq 36$

Переходный $2 < Re \leq 500$ или $36 < Ar \leq 83000$

Турбулентный $Re > 500$ или $Ar > 83000$

Для каждого из режимов течения критическая скорость рассчитывается по формулам:

Ламинарный режим:

$$v_{кр\tau} = d_m^2 g (\rho_m - \rho_{\Gamma}) / (18 \mu_{\Gamma}) \quad (4)$$

Переходный режим:

$$v_{кр\tau} = \frac{0,78 d_m^{0,43} (\rho_m - \rho_{\Gamma})^{0,715}}{\rho_{\Gamma}^{0,285} \mu_{\Gamma}^{0,43}} \quad (5)$$

Турбулентный режим:

$$v_{кр\tau} = 5,46 \sqrt{\frac{d_m (\rho_m - \rho_{\Gamma})}{\rho_{\Gamma}}} \quad (6)$$

где ρ_{Γ} – плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м³;

μ_{Γ} – динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, Па·с.

Внутренний диаметр (в м) подъемника

$$d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{Q_{\Gamma} P_0 T_{заб} z}{v_{\Gamma}^* P_{заб} T_{ст}}} \quad (7)$$

где Q_{Γ} – дебит газа, тыс. м³/сут.

z – коэффициент сжимаемости газа.

Длина подъемника принимается равной глубине скважины, поэтому давление и температура у башмака подъемника равны соответственно забойным. Полученное значение $d_{вн}$ округляют до ближайшего меньшего стандартного значения НКТ по ГОСТ.

Ниже в Таблице 6.1.4 представлены данные для расчета оптимального диаметра подъемника газовой скважины.

Таблица 6.1.4 - Исходные данные для расчёта условий фонтанирования для газовых залежей

№ пп	Наименование	П объект
Горизонты		
1	Средняя длина подъёмника, м	3067
2	Давление начала конденсации, МПа	32,5
3	Начальное пластовое давление, МПа	35,31
4	Текущее пластовое давление, МПа	27
5	Газосодержание, м ³ /т	3973
6	Плотность пластового флюида, г/см ³	0,295
7	Вязкость пластового флюида, мПа*с	0,09
8	Коэффициент сверхжимаемости, д. ед.	0,887
7	Плотность конденсата, г/см ³	0,788
8	Содержание конденсата, г/м ³	311,4
9	Коэффициент продуктивности, м3/(сут*МПа)	2,57
10	Рзаб, МПа	10-14
11	Qгаза, тыс.м3/сут	9,7
12	Диаметр твердых частиц, мм	1
13	Плотность твердых частиц, кг/м ³	2190
14	Т заб, С ⁰	103,9

6.1.2 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 нефтяных и газовых залежей.

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 3973 м³/т и устьевом давлении 0,6 МПа. Из графика видно, что работа лифта с диаметрами от

33,4 мм по 60 мм дебиты увеличиваются, а с 73 мм по 114 мм дебиты уменьшаются. Таким образом, компоновка НКТ с диаметром 60 мм или 73 мм является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления.

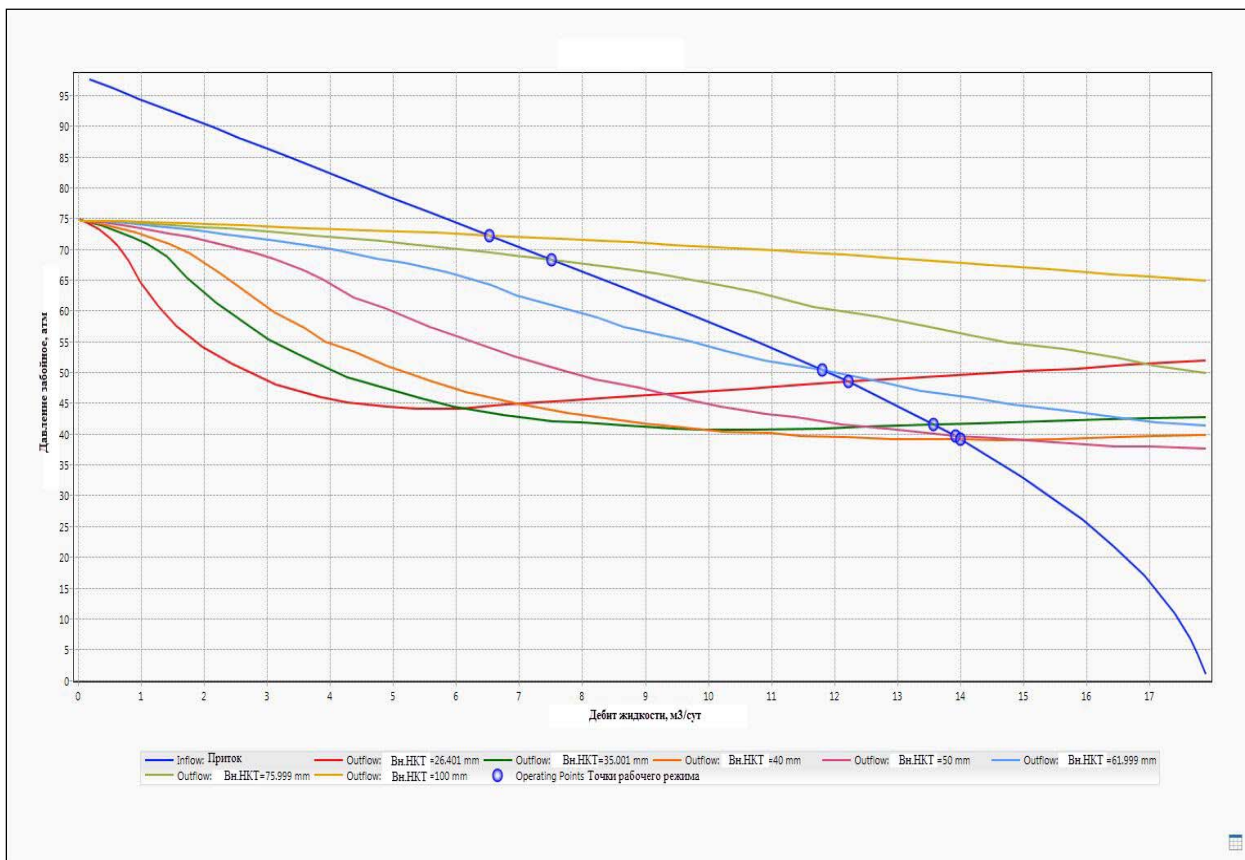


Рис. 6.1.2 - Сравнение условий работы подъемников при разных диаметрах

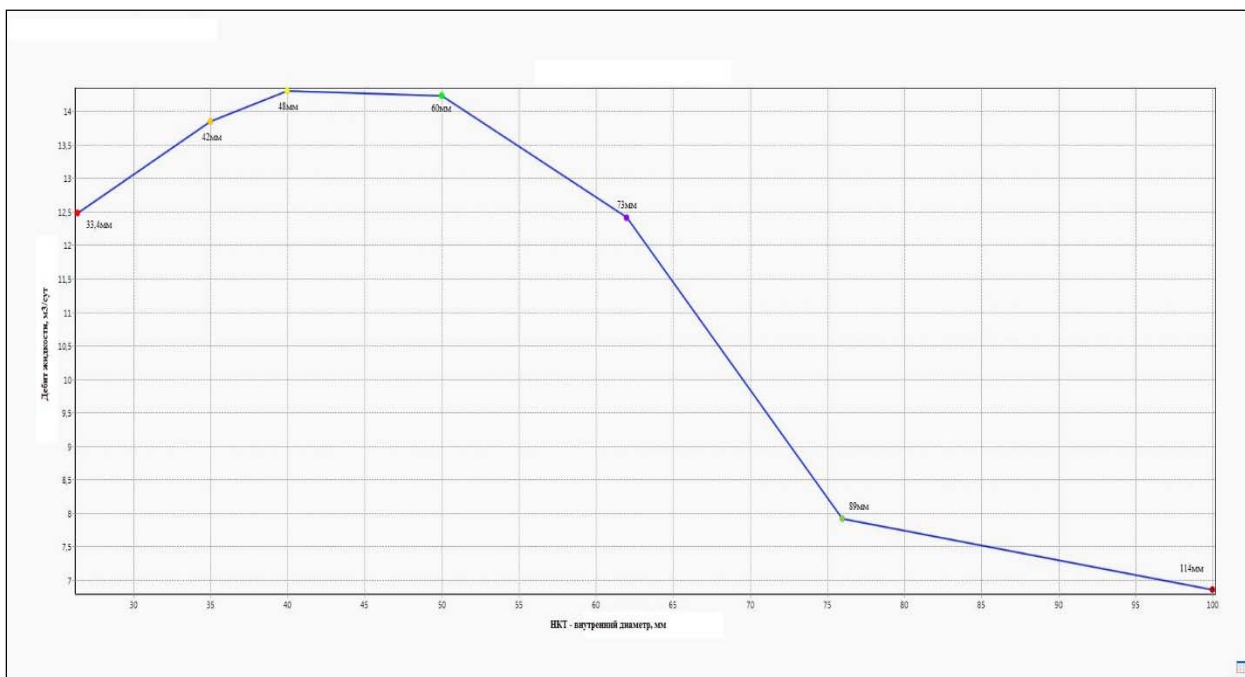


Рис. 6.1.3 - Зависимость дебита жидкости и внутреннего диаметра НКТ

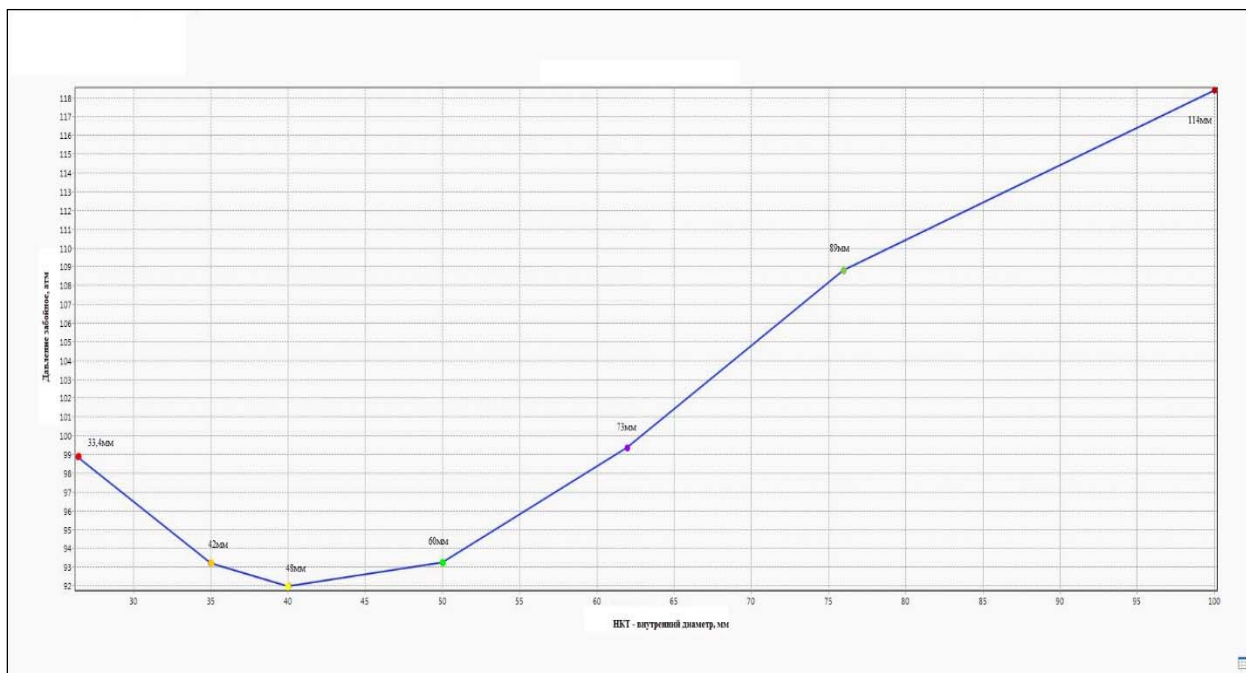


Рис. 6.1.4 – Зависимость забойного давления и внутреннего диаметра НКТ

Анализ лифтовых колонн (33,4-114мм) показал, что для нефтяной залежи наиболее эффективна компоновка диаметром 60мм или 73мм. Для газовых скважин эффективной является компоновка НКТ диаметром 73мм. 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 над интервалом перфорации (≈ 30 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 Сазтобе Восточное 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 6.1.5 приведены предлагаемые компоновки фонтанного лифта с указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска для вертикальных скважин.

Таблица 6.1.5 - 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 30 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 Сазтобе Восточное ожидается максимальное давление 23 МПа, что равно пластовому давлению III объекта разработки. Для обеспечения безопасной эксплуатации фонтанная арматура выбирается крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа АФ6аА 21-65/50Х140К1 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.

6.1.3 Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН).

Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН)

УЭЦН обеспечивает большие отборы по сравнению с УШГН и, как правило, используется на скважинах, где возможно осуществить отборы от 10 до 1000 м³/сут и более, и способны развивать напор до 3500 м.

Добываемый флюид содержит газ, что накладывает необходимость применения входных стабилизирующих устройств с коэффициентом 0,75 и выше (газосепаратор - диспергатор). По результатам внедрения и получения опыта применения УЭЦН возможно включение в компоновку погружного фильтра. Содержание H₂S в газе накладывает применение сероводородостойких РТИ в УЭЦН. Желательно применение кабеля с оплеткой из полиэтилентерефталатной (ПЭТ) пленки по каждой изолированной жиле (или аналог). Обязательно применение коррозионностойкого исполнения привода (ПЭД + гидрозащита),

т.к. в составе газа (по мимо H_2S) содержится CO_2 при достаточной обводненности. Для возможности гибкого регулирования и контроля необходимо применение специализированной станции управления с частотно-регулируемым приводом. Т.к. предполагается периодический режим работы УЭЦН, то мощность двигателя должна обеспечивать загрузки в номинальных режимах.

Фонтанные скважины не оборудованы кабельным вводом, что потребует предоставление поставщиком УЭЦН планшайб с данным вводом под 3-х жильный кабель и капиллярный ввод подачи химреагентов в скважину. Решение о применении систем подачи химреагентов на прием насоса будет приниматься в дальнейшем по результатам эксплуатации УЭЦН.

Для борьбы с АСПО, поставщиком УЭЦН необходима комплектация УЭЦН полуавтоматической дипарафинизационной установкой (ПАДУ, или прочие наименования).

Для достижения глубины потребуется применение НКТ 73 с высаженными наружу концами по ГОСТ 633, толщиной стенки 5.5, группы прочности от К и выше.

Для обеспечения корректного замера добычи со скважины (периодической работы УЭЦН) потребуется периодическое применение мобильной установки прямого замера дебитов флюидов со скважины.

Перед спуском УЭЦН необходимо проведение шаблонирования в соответствии с подобранным в дальнейшем размером выбранного типоразмера (размеры шаблона определяются после согласования дизайна УЭЦН).

Создание увеличенной депрессии влечет риск подъема механических примесей на насос с последующим его засорением. Для снижения риска требуется подготовка скважины промывкой забоя

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

При эксплуатации газовых скважин возникают следующие осложнения: прорыв подошвенной воды к забоям скважин и гидратообразование.

6.2.1 *Выполнение мероприятий по предупреждению прорывов подошвенных воды к забоям скважин и борьбе с их последствиями*

На дату отчета обводненность в среднем составляет 42%. В дальнейшем для недопущения конусообразования подошвенной воды рекомендуется регулировать технологический режим добывающих скважин, чтобы уменьшить депрессию на пласт. Предположительно рост обводненности происходит за счет подтягивания подошвенной

воды, резкий рост в феврале 2019г из-за смены режима вследствие проведенного ГТМ по замене винтового насоса на электроцентробежный.

При проникновении подошвенной воды в газонасыщенную часть пласта нарушается нормальный приток газа к забою и срывается их эксплуатация. Подошвенная вода может прорываться вследствие некачественного цементирования экс. колонны, которое обуславливает проникновение воды в заколонное пространство (между породой и экс. колонной), а также из-за поднятия конуса воды.

За анализируемый период на скважинах месторождения геолого-технических мероприятий по изоляции водопротоков не проводилось.

Анализируя все имеющиеся данные, можно утверждать, что обводнение газовых скважин месторождения Восточное Сазтобе происходит вследствие активного влияния подошвенных и контурных вод. Установлена непричастность к обводнению вышезалегающих водонасыщенных пластов, так как эти пласты во всех скважинах кроме скважины В.Сазтобе-5 отсечены пакером. Высокая обводненность в скважине В.Сазтобе-5 была обусловлена прорывом подошвенной воды после вскрытия интервала 3204-3224 м в горизонте Ю-ХП-А в 2004г. и в 2015г. этот интервал был изолирован путем проведения РИР.

Данная работа дала положительный результат, если до ГТМ обводненность составляла 70%, то после ГТМ она показала 9%.

В дальнейшем, в случае прорыва подошвенной воды необходимо составлять индивидуальный план капитального ремонта скважин для каждого случая.

Также для предупреждения прорыва конуса подошвенной воды в газовую скважину рекомендуется ее эксплуатировать при предельных безводных дебитах, определяемых промысловыми исследованиями.

6.2.2 *Выполнение мероприятий по предупреждению и борьбе с АСПО*

Наличие в нефти месторождения Сазтобе Восточное парафина, а также смол и асфальтенов в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, физические, химические и механические.

Для условий месторождения Восточное Сазтобе рекомендуется применять промывку скважин и выкидных линий горячей нефтью.

За анализируемый период мероприятий по устранению прорыва подошвенной воды и мероприятия по борьбе с АСПО не проводились.

6.2.3 *Выполнение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями, вызванными гидратообразованиями при эксплуатации наземного оборудования*

Выявлено, что при эксплуатации газопровода «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» имеют место остановки газопровода из-за ограничений по приему газа на ГСП «Толкын» Филиалом ТОО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз» в городе Актау (далее - Филиал) в зимнее время вследствие низкой температуры принимаемого газа. Поступление сырого газа с низкой температурой создает условия для образования гидратов и обледенений в газоконденсатопроводе в зимнее время, так как плотность воды в трубе составляет 1,04 г/см³.

В 2015г был разработан рабочий проект «Модернизация системы сбора, подготовки, транспортировки нефти и газа на м/р Сазтобе», согласно которому предусматривалась установка двух путевых подогревателей газа ПГ-50 в газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын».

Также в целях предотвращения гидратообразования в газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» был рекомендован ввод в эксплуатацию блока дозирования метанола. Размещение предусматривалось в районе площадки СЗУ-2, а также на площадке подогрева газа.

Согласно вышеуказанному проекту «Модернизация системы сбора...» на месторождении Восточное Сазтобе предусматривается установка устьевого подогревателя на выкидной линии возле скважины Ныс-43 для предотвращения образования газового гидрата при транспортировке скважинной продукции по трубопроводу.

Также выявлено, что в результате скопления конденсата в нижних точках газопровода «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» происходит закупоривание полости трубопровода, которое приводит к аварийному повышению давления.

В связи с этим, в предыдущем отчете «Анализ разработки...», 2016г. было рекомендовано установить узлы для сброса конденсата в нижних точках газопровода.

В настоящее время на газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» в целях борьбы с последствиями гидратообразований применяется растворитель гидратообразований «Аманат 6003», произведенный в Российской Федерации, г. Уфа. В период с ноября по конец апреля каждого года для предотвращения образования газогидратной пробки используют растворитель гидратообразований марки «Аманат 6003» в объеме 1,5-3 м³, в зависимости от размера возникшего отложения.

Ниже представлены рекомендуемые мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№№ п/п	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5
1	Обработка газа в газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» растворителем гидратообразований «Аманат 6003»	1,5-3 м ³ растворителя гидратообразований «Аманат 6003»	ноябрь - конец апреля, каждого года.	
2	Подогрев газа в газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын»		Постоянно, кроме летнего периода	
3	Обработка скважин и выкидных линий горячей нефтью		Согласно графику проведения ОГН	
4	Обработка газа метанолом в районе площадки СЗУ-2, а также на площадке подогрева газа		Постоянно	
5	подогрев газа на выкидной линии возле скважины В.Сазтобе-43		Постоянно, кроме летнего периода	

Выводы и рекомендации по выполнению мероприятий по предотвращению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

1. Для недопущения конусообразования подошвенной воды рекомендуется регулировать технологический режим добывающих скважин, чтобы уменьшить депрессию на пласт.

2. В настоящее время на месторождении Сазтобе Восточное мероприятия по предотвращению гидратообразований и борьбе с их последствиями при эксплуатации наземного оборудования проводятся на недостаточном уровне.

Рекомендуется реализовать на месторождении Сазтобе Восточное следующие мероприятия, предусмотренные в проекте «Модернизация системы сбора, подготовки, транспортировки нефти и газа на м/р Сазтобе» 2015г.

- установка двух путевых подогревателей газа ПГ-50 в газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын»;
- установка блоков дозирования метанола в районе площадки СЗУ-2, а также на площадке подогрева газа;
- установка устьевого подогревателя на выкидной линии возле скважины В.Сазтобе-43.

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

В данном разделе настоящего проекта, в соответствии с нормативными документами, определены требования к промысловой системе сбора, транспорта и подготовки продукции скважин и разработаны рекомендации по дальнейшей эксплуатации этих систем, направленные на обеспечение уровней добычи рекомендованного варианта разработки месторождения.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённых Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года за № 239 [2], при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования, применимые к системам сбора и промышленной подготовки продукции скважин при добыче углеводородов:

1. Ввод в разработку нефтяных месторождений (залежей) без утилизации попутного газа, а газовых месторождений - без переработки (утилизации) добываемого газа не допускается.

Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объёма добываемого сырого газа, за исключением случаев, предусмотренных в пункте 4 статьи 147 Кодекса «О недрах и недропользовании» [2, пункт 82].

2. Добыча должна проводиться методами и способами, исключающими потери углеводородов, не предусмотренные базовым проектным документом, в соответствии с положительной практикой пользования недрами [2, пункт 83].

3. При проведении добычи углеводородов недропользователь обеспечивает [2, п.84]:

- оптимальность и безопасность применяемых технических средств добычи;
- охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению при их добыче, снижению экономической эффективности добычи углеводородов;
- достоверный учёт добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче;
- соблюдение норм и стандартов, применяемых методов и способов добычи;
- выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов добычи и продуктов переработки углеводородов;
- извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения.

4. При проектировании и строительстве объектов обустройства месторождения углеводородов должны соблюдаться меры по безопасному функционированию этих объектов, локализации и минимизации последствий возможных аварийных ситуаций [2, пункт 98].

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схему расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводнённости;
- удалённость действующего объекта подготовки от добывающих 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.

Система внутри промыслового сбора и подготовки продукции месторождения «Сазтобе Восточное» обеспечивает герметизированный сбор, индивидуальный замер дебита скважин и транспортировку продукции до участка сбора нефти (УСН).

На УСН «Сазтобе» осуществляется сбор скважинной продукции с месторождения «Сазтобе». Сооружения УСН предназначены для сепарации газожидкостной смеси, и дальнейшей подачи попутно нефтяного газа на компрессорную станцию КС «Сазтобе» для транспортировки на КСИРГ «Толкын». И перекачки нефтесодержащей жидкости на центральный пункт промысловых сооружений (ЦППС) «Елемес» для доведения нефти до товарных кондиций согласно СТ РК 1347-2024. Откуда подготовленная товарная нефть перекачивается на пункт сдачи нефти ПСН «Опорный» для последующей сдачи её в систему магистральных трубопроводов АО «Казтрансойл».

По состоянию на 01.01.2026 года эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет:

- на месторождении «Сазтобе Восточное» 9 единиц
- действующий фонд - 5 скважины (№№1А, 3, 5, 43, 102)
- в бездействии - 4 скважины (Тын-1, ОС-1, №№2, 105)

Фонд добывающих скважин эксплуатируется фонтанным способом (№№3, 5, 43) и механизированным способом, с применением установок ЭЦН (№1А и №102).

Описание существующей системы сбора

Действующим проектным документом разработки месторождения «Сазтобе Восточное» предусматривается применение герметизированной, однатрубно-напорной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с групповыми замерными сепарационными установками.

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождения «Сазтобе Восточное» представлена на рисунке 6.3.1.

Для системы сбора продукции скважин месторождения «Сазтобе Восточное» реализована однатрубная лучевая герметизированная система сбора нефти и газа. Продукция скважин, представляющая собой газонефтяную эмульсию, за счёт избыточной

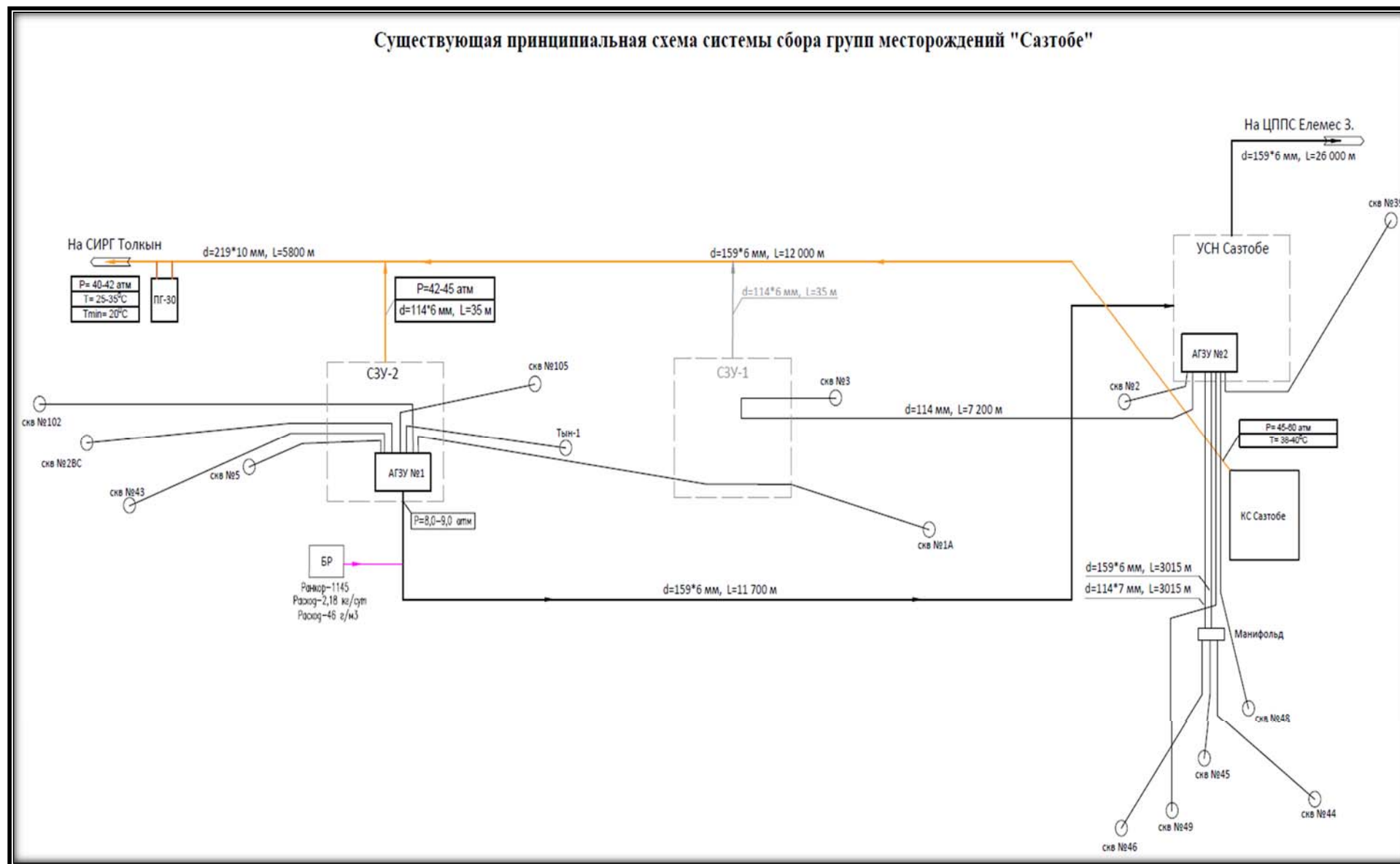


Рис. 6.3.1 Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции групп месторождений «Сазтобе».

энергии пласта от устья скважин по выкидным трубопроводам направляется для замера на АГЗУ №2 расположенной на территории УСН (Установка сбора нефти) «Сазтобе» и на АГЗУ №1 расположенной на территории СЗУ №2.

Система сбора нефти, газа месторождения включает выкидные трубопроводы от устьев добывающих скважин до АГЗУ – металлические трубы Ø114х6 мм. Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) - предназначена для автоматический периодического или ручного замера дебита добывающих скважин. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работы добывающих скважин.

С АГЗУ №2 скважинная продукция добывающего фонда месторождения «Сазтобе Восточное» поступает на НГС V=12,5м³.

В таблице 6.3.1 отображена информация по технологическим трубопроводам месторождения «Сазтобе Восточное» с указанием диаметра, протяженности и материала исполнения выкидных линий.

Таблица 6.3.1 Техническая характеристика технологических трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин по м/р «Сазтобе Восточное»

Место-рождение	№ АГЗУ	№ скв.	Диаметр выкидной линии, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м	Материал исполнения	Год ввода в эксплуат.	Залежь
Сазтобе Восточное	АГЗУ №2	3	Ø114х6 мм	70	сталь	2008	Г-К.З.
	АГЗУ №1	1А	Ø114х6 мм	1000	сталь	2008	Г-К.З.
		2	Ø114х6 мм	4000	сталь	2014	Н.З.
		5	Ø114х6 мм	250	сталь	2014	Г-К.З.
		43	Ø114х6 мм	730	сталь	2014	Г-К.З.
		102	Ø114х6 мм	3965	сталь	2023	Н.З.
		105	Ø114х6 мм	1850	сталь	2020	Н.З.
		Тын -1	Ø114х6 мм	2275	сталь	2014	Н.З.

Описание технологического процесса первичной подготовки (сепарации) скважинной продукции на УСН «Сазтобе»

Принципиальная технологическая схема УСН месторождения Сазтобе представлена на рисунке 6.3.2.

На территории УСН «Сазтобе» газожидкостная смесь с АГЗУ №2 и водонефтяная эмульсия с АГЗУ №1 объединившись в один поток (на выходе с АГЗУ №1 осуществляется дозированная подача ингибитора коррозии Ранкор-1145) по нефтесборному коллектору Ø219×8 мм поступают в нефтегазосепаратор НГС-1-1,6-1600-2 (V=12,5 м³). На установке

НГС протекает процесс дегазации нефти, отделения попутного нефтяного газа от нефтяной эмульсии. Для поддержания технологического режима, уровень жидкости в аппарате поддерживается на отметке 50% от диаметра аппарата, и регулируется УЭРВ.

Выделившийся попутно нефтяной газ в процессе сепарации на НГС, давлением $P=3,5-3,8$ кгс/см² поступает на очистку в газосепаратор типа ГС-1-2,5-600-1 №1. На установке ГС попутно нефтяной газ отчищается от капельной жидкости, газоконденсата и механических примесей. Осушенный газ из ГС №1 частично используется на ГПЭС для выработки электроэнергии, и в зимний период на социально бытовые нужды в качестве топлива для котельных установок. Замер газа осуществляется отдельно как для потребителя, так и на факел.

На месторождении «Сазтобе» кроме целей потребления газа для собственных нужд месторождения (ГПЭС и котельной), основная часть попутного нефтяного газа по газопроводу Ø159*6 мм «УСН Сазтобе – КС Сазтобе» $P=3,8-4$ кгс/см² направляется на компрессорную станцию (КС) «Сазтобе», сюда же поступает попутно нефтяной газ с месторождения «Елемес Западный». Далее попутно нефтяной газ с компрессорной станции $P=45-60$ кгс/см² транспортируется по газопроводу «КС Сазтобе-СИРГ Толкын» Ø159*8 мм протяжённостью 11,8 км с переходом на Ø219*10 мм протяжённостью 5,8 км. На выходе с компрессорной установки в газопровод производится дозированная подача ингибитора гидратообразования для предотвращения гидратных пробок.

В этот же газопровод врезаны линии газа, который собирается на площадках СЗУ №1 и СЗУ №2. Площадка СЗУ №1 временно не эксплуатируется. Площадка СЗУ №2 предназначена для подачи сырого газа $P=45-50$ кгс/см² отсепарированного с скважинной продукции месторождения «Сазтобе Восточное».

Перед сдачей газа в газопровод «ГСП Толкын – УКПГ Боранколь», на входе в СИРГ газ подогревается с помощью подогревателя газа ПГ-30 до температуры $t=25-35$ °С, в целях исполнения требований температурного режима, и предупреждения гидратообразования в газопроводе.

Жидкость из нефтегазосепаратора поступает в концевую сепарационную установку (КСУ-50-1,0-1) $V=50$ м³, где давление снижается до атмосферного, после чего жидкость поступает самотеком в горизонтальные ёмкости РГС-100 №2-10 «Нефть» ($V=100$ м³), заполняется по очерёдно. В концевой сепарационной установке уровень жидкости регулируется поплавком и клапаном.

Нефтяная эмульсия из горизонтальных резервуаров по трубопроводу Ø 150 мм поступает на приём насосов внешней перекачки НБ-80 (1 рабочий, 1 резервный) и центробежного насоса ЦНС-38/220, и по нефтепроводу Ø159*8мм давлением $P=14-16$

кгс/см² перекачивается на ЦППС месторождения Елемес Западный для дальнейшей подготовки до товарной кондиции. Откачка осуществляется два раза в сутки с средней продолжительностью 4-5 часов.

На выходе из насосов внешней откачки добавляется ингибитор коррозии для защиты нефтепровода «УСН Сазтобе Восточный – ЦППС Елемес» от коррозии. На ЦППС Елемес продукция групп месторождений «Сазтобе» смешивается с нефтяной эмульсией месторождения «Елемес Западный», проходит окончательную подготовку до товарного качества и транспортируется на нефтеперекачивающую станцию (НПС) «Опорный» для сдачи в магистральную систему ЗФ АО «Казтрансойл».

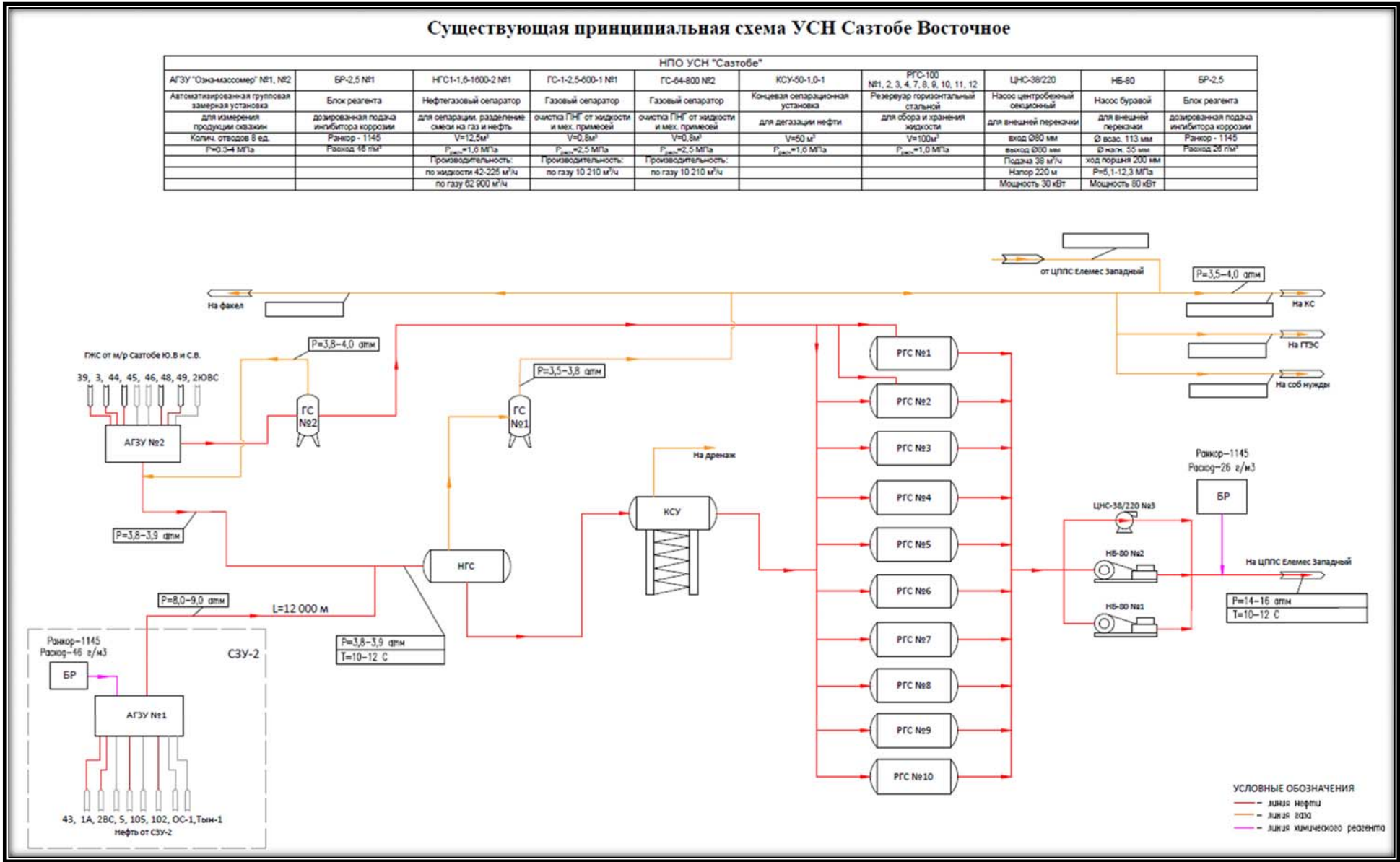


Рис. 6.3.2. Принципиальная технологическая схема УСН «Сазтобе»

Ввод скважин из бурения

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки в период 2026-2048 годы на месторождениях «Сазтобе Восточное» начиная с 2026 года планируется бурение одиннадцати добывающих скважин.

Порядок ввода и время бурения скважин, а также ГТМ по добывающему фонду скважин представлены в таблице 6.3.2.

Таблица 6.3.2 – Информация по бурению скважин

П/п	Месторождение	№ скв.	Год	Объект
1	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	106	2027	II
2	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	112	2029	II
3	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	114	2031	II
4	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	115	2032	II
5	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	107	2033	III
6	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	113	2034	II
7	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	108	2034	III
8	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	100	2034	I
9	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	101	2035	I
10	Сазтобе Восточное (газоконденсатная залежь)	116	2030	II
11	Сазтобе Восточное (газоконденсатная залежь)	111	2033	I

С учётом прогнозируемого количества ввода новых скважин из бурения и вывода скважин из бездействующего фонда по результатам геолого-технических мероприятий (ГТМ), на месторождении «Сазтобе Восточное» прогнозируется увеличение добывающего фонда скважин до 19 единиц.

Существующая АГЗУ №1 типа «ОЗНА Е-400-2-08», обслуживающая данное месторождение, имеет технологическое ограничение и рассчитана на подключение не более 8 скважин. Кроме того, согласно пункта 294 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», совместная эксплуатация добывающих скважин без оснащения средствами индивидуального или группового замера дебита не допускается.

В целях расширения пропускной способности системы сбора, обеспечения непрерывности технологического процесса и выполнения требований НТД РК по замеру дебита скважиной продукции, на месторождении «Сазтобе Восточное» рекомендуется:

- осуществить монтаж дополнительной АГЗУ (блочно-модульного исполнения с возможностью подключения до 14 скважин);
- произвести перераспределение скважинного фонда месторождения «Сазтобе Восточное» между существующей АГЗУ №1 и вновь вводимой установкой;
- предусмотреть интеграцию новой АГЗУ в существующую систему сбора и внутрипромыслового транспорта продукции, а также её обустройство средствами автоматизации и телеметрии для передачи данных в систему верхнего уровня (SCADA).

Принципиальная схема подключения новых скважин с проектируемой АГЗУ на

месторождении «Сазтобе Восточное» представлена на рисунке 6.3.3.

Определение мощностей сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Пропускная способность нефтепровода УСН «Сазтобе» - ЦППС «Елемес Западный» 0,5 млн.тн./год, пропускная способность газопровода КС «Сазтобе» – СИРГ «Толкын» составляет 360 млн. м³/год.

Согласно настоящему проекту, максимальное значение проектных показателей добычи по месторождению «Сазтобе Восточное» составит:

- по жидкости - 385 900 т/год $\approx$ 1057,2 т/сутки в 2046 г.,
- по нефти и газоконденсату - 85 700 т/год $\approx$ 234,8 т/сутки в 2035 г.,
- по газу – 84,8 млн м³/год $\approx$ 232 329 м³/сутки в 2034 г.

Как видно из представленных данных, мощностей имеющегося оборудования на УСН «Сазтобе» достаточно для обеспечения предварительной подготовки скважинной продукции «Сазтобе Восточное», также транспорта нефти и газа при разработке месторождения по рекомендуемому варианту. Следовательно, производительность УСН «Сазтобе» позволяет достичь прогнозных показателей.

Выводы и рекомендации

1. Существующая система предварительной подготовки и транспорта скважинной продукции месторождения «Сазтобе Восточное» по технологическим возможностям и пропускным способностям, способна обеспечить достижение прогнозных технологических показателей разработки, принятых в настоящем отчете.

2. Рекомендуется проводить мониторинг коррозии и солеотложений технологического оборудования и трубопроводов.

3. В целях расширения пропускной способности системы сбора на данных месторождениях, рекомендуется на месторождении «Сазтобе Восточное» установить дополнительную АГЗУ (блочно-модульного исполнения с возможностью подключения до 14 скважин) а также её обустройство средствами автоматизации и телеметрии для передачи данных в систему верхнего уровня (SCADA).

Произвести (поэтапное) перераспределение скв. фонда месторождений «Сазтобе Восточное» между существующей АГЗУ №1 и проектируемой АГЗУ №2.

Технологические потери нефти и газа

В 2026 году были скорректированы и утверждены нормативы технологических потерь нефти, конденсата, попутного и природного газа по месторождениям ЦДНГ №1, ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области на осенне-зимний и весенне-летний периоды.

1. «Норматив технологических потерь при добыче, сборе, подготовке и транспортировке нефти на объектах ЦДНГ №1».

2. «Норматив технологических потерь при добыче, сборе, подготовке и транспортировке конденсата на объектах ЦДНГ №1».

3. «Норматив технологических потерь попутного и природного газа при добыче, сборе, подготовке и транспортировке на объектах ЦДНГ №1».

Согласно данным документам, выполнен расчёт нормативов технологических потерь нефти, газового конденсата, природного и попутного нефтяного газа при их добыче, сборе, подготовке и транспортировке на объектах ЦДНГ №1. Расчёты произведены с учётом принятой схемы обустройства месторождений и применяемых технологий разработки в строгом соответствии с требованиями национальных стандартов Республики Казахстан СТ РК 4003-2025, СТ РК 4004-2025 и СТ РК 4005-2025.

Установление нормативов необходимо для обеспечения достоверного учёта, рационального использования ресурсов и соответствия требованиям нормативных документов РК.

Норматив технологических потерь нефти и природного газа, обусловленный технологическими процессами добычи, сбора, подготовки и транспортировки на месторождении:

- «Сазтобе Восточное» составляет: по нефти – 0,3294879% (средний показатель структуры, объёмов и норматива технологических потерь нефти) от объёма добычи нефти, по газовому конденсату – 0,008642159% от объёма добычи газового конденсата; по попутному газу – 0,405% от объёма добычи газа; по природному газу – 0,174% от объёма добычи природного газа.

1. Под технологическими потерями нефти (далее - потери) понимают безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с проектами обустройства месторождений, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемой из недр нефти.

Учёту подлежат технологические потери, образующиеся на объектах промыслового сбора, транспортировки, подготовки и хранения нефти при нормальной эксплуатации аппаратов, установок и оборудования в межремонтный период.

Технологические потери нефти классифицируются по видам, на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком попутного газа;
- потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов;

- уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества.

К технологическим потерям не относится объем нефти, используемый на собственные и/или коммунальные нужды, и потери, возникшие вследствие нарушения, правил технической эксплуатации аппаратов, установок и оборудования и (или) режимов технологических процессов, а также аварийных ситуаций.

Технологические потери нефти от утечек в трубопроводах, через уплотнительные узлы насосов, задвижек, при замене оборудования, различных видах профилактических работ (продувки, промывки и т.д.) являются эксплуатационными и должны фиксироваться производственными структурами по факту. При нормальной эксплуатации трубопроводов и технологических установок различного назначения, технологические потери от утечек должны быть сведены к минимуму, так как по мере их появления они должны быть предотвращены своевременным выполнением организационно технических мероприятий.

2. Под технологическими потерями природного и (или) попутного газа понимают безвозвратные потери, связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения, включая объекты добычи, сбора, подготовки и транспортировки, а также с уровнем техники и технических средств, применяемых на месторождениях.

Технологические потери природного и (или) попутного газа классифицируются по видам:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов;
- потери при обслуживании предохранительных клапанов, средств автоматизации и контрольно-измерительных приборов (если применимо);
- потери при опорожнении технологического оборудования и технологических трубопроводов при проведении ремонтных и профилактических работ (если применимо):
- потери при отборе проб;
- потери при дегазации сточных вод и регенерации рабочих жидкостей.

3. Под технологическими потерями газового конденсата понимают безвозвратные потери, связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения, включая объекты добычи, сбора, подготовки и транспортировки, а также с уровнем техники и технических средств, применяемых на месторождениях.

Технологические потери газового газа классифицируются по видам:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери КГС при приеме, хранении, транспортировке и отпуске в транспортные средства;
- потери газового конденсата и КГС при отборе проб;
- потери газового конденсата от уноса сточными водами.

Запрещается относить к технологическим потерям объем природного и (или) попутного газа при обслуживании предохранительных клапанов, опорожнении технологических трубопроводов и оборудования при проведении ремонтных и профилактических работ, за исключением случаев, когда в технологической схеме месторождения не предусмотрена факельная установка согласно утвержденных технических проектных документов.

К технологическим потерям не относится объем природного и (или) попутного газа при пуско-наладке оборудования, проведении исследовательских работ на скважинах, опорожнения технологического оборудования и трубопроводов, сопровождающиеся сбросом природного и (или) попутного газа на факел в соответствии с [4] СТ РК 4003-2025.

К технологическим потерям не относится объем природного и (или) попутного газа, используемый на собственные и (или) коммунальные нужды, и потери, возникшие вследствие аварийных ситуаций и (или) нарушении технологического процесса.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно Кодексу Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании», при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования к переработке и утилизации сырого газа статья №147.

1. Под переработкой сырого газа понимается технологический процесс по выработке из сырого газа продукции, отвечающей по качественному и количественному содержанию компонентов требованиям технических регламентов и (или) национальных стандартов.

2. Недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объёмов сжигания сырого газа.

Проект разработки месторождения в обязательном порядке должен содержать раздел по переработке (утилизации) сырого газа.

3. Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа разрабатывается на основании утверждённого недропользователем и получившего положительное заключение предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз базового проектного документа или анализа разработки.

ПППСГ подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов с учётом рекомендаций рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и должны обновляться каждые три года.

Состав рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и положение о ней утверждаются уполномоченным органом в области углеводородов.

Отчёты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме и срокам, которые утверждены таким органом.

4. Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объёма добываемого сырого газа, за исключением объёмов сырого газа:

- 1) сжигаемых в случаях и на условиях, установленных статьёй 146 настоящего Кодекса;
- 2) используемых недропользователем на собственные технологические нужды в объёмах, предусмотренных программой развития переработки сырого газа, утверждённой уполномоченным органом в области углеводородов;
- 3) реализуемых недропользователем иным лицам в целях переработки и (или) утилизации.

При этом на месторождениях, где переработка сырого газа экономически не оправдана, проектом разработки месторождения и программой развития переработки сырого газа может быть предусмотрена утилизация всего объёма добываемого сырого газа,

за исключением газа, используемого на собственные нужды, путём закачки в пласт с целью хранения и (или) поддержания пластового давления.

На дату составления настоящего отчёта, утилизация газа на месторождении «Сазтобе Восточное» осуществляется по «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области на 2026 год по группе месторождений «Сазтобе»: «Сазтобе Ю.В.», «Сазтобе С.В.», «Сазтобе В.» на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 г.

ПРПСГ выполнена в соответствии с требованиями действующего Кодекса Республики Казахстан принятым от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» и «Методикой расчётов нормативов и объёмов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утверждённой Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 05 мая 2018 года № 164.

ПРПСГ была утверждена и основываясь на её выводах, недропользователю – ТОО «Казахтуркмунай» Министерством энергетики РК выдано разрешение на сжигание сырого газа в факелах за №KZ30VPC00027946 от 21.11.2025г.

Согласно утверждённой ПРПСГ, объём технологически неизбежного сжигания сырого газа по месторождению «Сазтобе Восточное» (нефтяная залежь) в период с 01.01.2026 по 31.12.2026 г. составляет: $V_v - 0,0$ млн. м³

Согласно утверждённой ПРПСГ, объём технологически неизбежного сжигания сырого газа по месторождению «Сазтобе Восточное» (газоконденсатная залежь) в период с 01.01.2026 по 31.12.2026 г. составляет: $V_v - 0,4573$ млн. м³, в том числе по категории $V_6 - 0,0$ млн. м³, $V_7 - 0,4573$ млн. м³, $V_8 - 0,0$ млн. м³, по категории $V_9 - 0,0$ млн. м³.

Основным путём утилизации сырого газа с месторождения «Сазтобе Восточное» является сдача сырого газа через компрессорную станцию КС «Сазтобе» по газопроводу на установку подготовки газа, принадлежащую ТОО «Varro Operating». Место подключения к газопроводу оборудовано системой коммерческого учёта газа (СИРГ). ТОО «Казахтуркмунай» по договору передаёт сырой газ в пункт сбора газа Толкын, где сырой газ доводится до требуемых характеристик товарного газа. После подготовленный газ передаётся для реализации в АО «НК «QazaqGaz».

Также сырой газ используется для собственных нужд в качестве топлива для газового двигателя компрессорной станции, для выработки электроэнергии на газопоршневых генераторах и для подогрева транспортируемого сырого газа на печи ПГ- 30 и для социально-бытовых нужд.

- Двигатели AJAX DPS-2802LE - 3 шт. (2 в работе, 1 в резерве);

Газопоршневой, двухтактный, используются в качестве привода компрессорных установок на КС Сазтобе. Имеют следующие характеристики:

- Номинальная мощность - 274 кВт;
- Топливный газ - сырой газ;
- Расход топливного газа - 100 м³/ч.
- Подогреватель газа ПГ-30 - 1 шт.;

Предназначен для непрямого нагрева газа. Имеет следующие характеристики:

- Тепловая мощность - 1,18 МВт;
- Номинальная производительность по подогреваемому газу - 25 000 нм³/ч;
- Температура нагреваемого газа на выходе - +70 +80 °С;
- Расход газа - 105 нм³/ч.
- ГПЭС САТ G3516LE (ТОО «АМГС») - 2 единицы (1 в работе, 1 в резерве);

Используется для выработки электроэнергии. Имеет следующие характеристики:

- Электрическая мощность, полная - 1288 кВт*А;
- Расход топлива при нагрузке 50% - 282 м³/ч.

Для сброса и последующего сжигания сырого газа на УСН «Сазтобе» и КС «Сазтобе» установлены две факельные установки с автоматической системой розжига и контроля пламени. В штатном режиме работы эксплуатируется только одна факельная установка, расположенная на территории площадки КС «Сазтобе».

Принципиальная схема транспортировки попутного газа по месторождениям ЦДНГ №1 в Мангистауской области, ТОО «Казахтуркмунай» представлена на рисунке 6.4.1.

Выводы и рекомендации:

1. Утилизация попутно нефтяного газа с месторождения Сазтобе Восточное ведется согласно утверждённой «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области на 2026 год по группе месторождений «Сазтобе».

2. Существующая инфраструктура транспортировки попутного нефтяного газа (ПНГ) обладает достаточной пропускной способностью для транспортировки всего объёма газа, добываемого в рамках текущих проектных показателей.

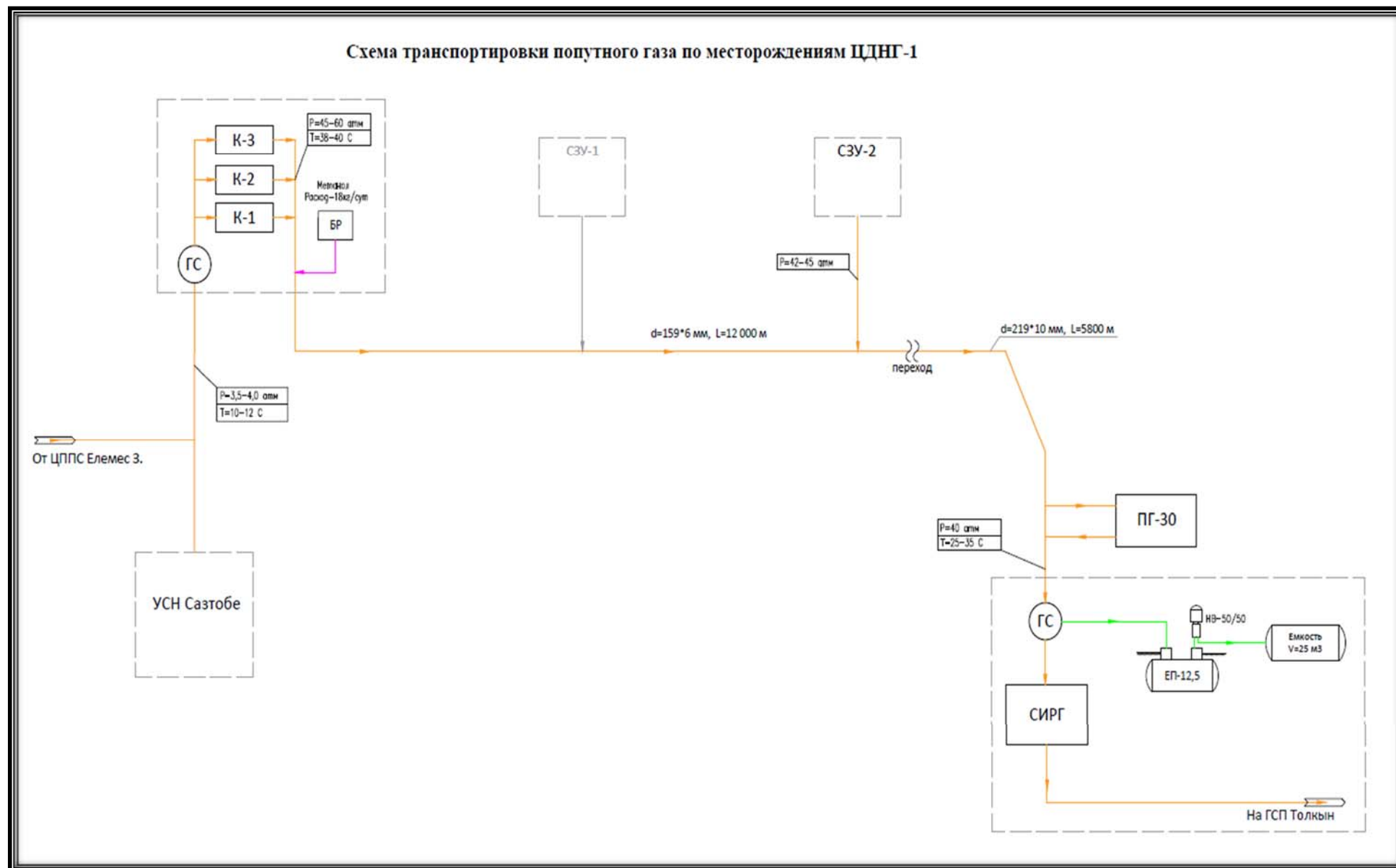


Рис. 6.4.1. Принципиальная схема транспортировки попутного газа по месторождениям ЦДНГ №1

Балансы добычи и распределения сырого газа по месторождению «Сазтобе Восточное» (нефтяная залежь) и «Сазтобе Восточное» (газоконденсатная залежь) для вариантов разработки представлена в таблицах 6.4.1 - 6.4.4.

Таблица 6.4.1 Баланс добычи и распределения попутного газа (варианта №1 - рекомендуемый)

№	Добыча газа и его использование	В работе	Кол-во часов эксплуатации в год	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м³											
					2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча газа (V ₁)				19,8	9,3	8,4	7,0	6,0	5,1	5,0	4,8	5,8	6,5	5,5	4,5
2	Технологические потери				0,080	0,038	0,034	0,028	0,024	0,021	0,020	0,019	0,023	0,026	0,022	0,018
3	Транспортировка газа на УКПГ/ГПЗ				18,3308	8,4596	7,6624	6,4515	5,5401	4,7689	4,6940	4,4909	5,4766	6,0991	5,2196	4,2503
4	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)				1,3662	0,7875	0,7381	0,5374	0,4164	0,2805	0,2670	0,2413	0,2797	0,3281	0,3039	0,2707
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	2	8760	100	0,5162	0,2975	0,2789	0,2030	0,1573	0,1060	0,1009	0,0912	0,1057	0,1240	0,1148	0,1023
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	4368	95	0,1223	0,0705	0,0661	0,0481	0,0373	0,0251	0,0239	0,0216	0,0250	0,0294	0,0272	0,0242
4.3	ГПЭС САТ G3516LE	1	8760	282	0,7278	0,4195	0,3932	0,2863	0,2218	0,1494	0,1422	0,1285	0,1490	0,1748	0,1619	0,1442
5	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _ν)				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Продолжение таблицы 6.4.1

№	Добыча газа и его использование	В работе	Кол-во часов эксплуатации в год	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м³										
					2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	Добыча газа (V ₁)				4,0	3,5	3,1	2,7	2,4	2,2	1,8	1,6	1,4	1,3	1,1
2	Технологические потери				0,016	0,014	0,013	0,011	0,010	0,009	0,007	0,006	0,006	0,005	0,005
3	Транспортировка газа на УКПГ/ГПЗ				3,6875	3,2312	2,8511	2,5045	2,2045	1,9407	1,6386	1,3682	1,1960	1,0654	0,9499
4	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)				0,2574	0,2510	0,2326	0,2223	0,2134	0,2048	0,1980	0,1804	0,1991	0,1940	0,1892
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	2	8760	100	0,0973	0,0948	0,0879	0,0840	0,0806	0,0774	0,0748	0,0682	0,0752	0,0733	0,0715
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	4368	95	0,0230	0,0225	0,0208	0,0199	0,0191	0,0183	0,0177	0,0161	0,0178	0,0174	0,0169
4.3	ГПЭС САТ G3516LE	1	8760	282	0,1371	0,1337	0,1239	0,1184	0,1137	0,1091	0,1055	0,0961	0,1061	0,1034	0,1008
5	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _ν)				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 6.4.2 Баланс добычи и распределения сухого газа (варианта №1 - рекомендуемый)

№	Добыча газа и его использование	В работе	Кол-во часов эксплуатации в год	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м³											
					2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча газа (V ₁)				43,4	39,7	37,9	44,6	51,0	67,4	69,5	74,8	79,0	74,1	69,2	64,3
2	Технологические потери				0,075	0,069	0,066	0,078	0,089	0,117	0,121	0,130	0,137	0,129	0,120	0,112
3	Транспортировка газа на УКПГ/ГПЗ				39,8280	35,8326	34,0211	40,6288	46,9285	63,1183	65,2327	70,4225	74,6007	69,7556	64,8640	59,8572
4	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)				2,9950	3,3697	3,3128	3,4137	3,5524	3,7303	3,7272	3,7988	3,8239	3,7679	3,7935	3,8313
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	2	8760	100	1,1315	1,2731	1,2516	1,2897	1,3421	1,4093	1,4082	1,4352	1,4447	1,4235	1,4332	1,4475
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	4368	95	0,2680	0,3016	0,2965	0,3055	0,3179	0,3338	0,3336	0,3400	0,3422	0,3372	0,3395	0,3429
4.3	ГПЭС САТ G3516LE	1	8760	282	1,5954	1,7951	1,7647	1,8185	1,8924	1,9871	1,9855	2,0236	2,0370	2,0072	2,0208	2,0410
5	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _v), в т.ч.:				0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573
6	Объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇)				0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573
6.1	Дежурные горелки КС	1	24	2,2	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927
6.2	ФУ КС и УСН Сазтобе	1	24	50	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380

Продолжение таблицы 6.4.2

№	Добыча газа и его использование	В работе	Кол-во часов эксплуатации в год	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м³										
					2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	Добыча газа (V _I)				59,1	53,5	51,6	47,9	44,3	41,0	36,2	33,6	31,2	29,0	26,9
2	Технологические потери				0,103	0,093	0,090	0,083	0,077	0,071	0,063	0,058	0,054	0,050	0,047
3	Транспортировка газа на УКПГ/ГПЗ				54,6784	49,1308	47,2147	43,4744	39,8831	36,6089	31,7690	29,1916	26,2746	24,0056	21,9357
4	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V _I)				3,8395	3,8425	3,8788	3,8891	3,8956	3,9023	3,8836	3,8991	4,4382	4,4433	4,4481
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	2	8760	100	1,4506	1,4517	1,4654	1,4693	1,4718	1,4743	1,4672	1,4731	1,6768	1,6787	1,6805
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	4368	95	0,3436	0,3439	0,3471	0,3480	0,3486	0,3492	0,3475	0,3489	0,3972	0,3976	0,3981
4.3	ГПЭС САТ G3516LE	1	8760	282	2,0453	2,0469	2,0662	2,0717	2,0752	2,0788	2,0688	2,0771	2,3642	2,3669	2,3695
5	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _v), в т.ч.:				0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573
6	Объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇)				0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573
6.1	Дежурные горелки КС	1	8760	2,2	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927
6.2	ФУ КС и УСН Сазтобе	1	8760	50	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380

Таблица 6.4.3 Баланс добычи и распределения попутного газа (варианта №2)

№	Добыча газа и его использование	В работ е	Кол-во часов эксплуатаци и в год	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м³												
					2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	Добыча газа (V ₁)				19,8	9,3	8,4	7,0	6,0	5,1	5,0	4,8	5,8	6,5	5,7	4,9	4,6
2	Технологические потери				0,080	0,038	0,034	0,028	0,024	0,021	0,020	0,019	0,023	0,026	0,023	0,020	0,019
3	Транспортировка газа на УКПГ/ГПЗ				18,3408	8,4573	7,6619	6,4567	5,5479	4,7748	4,7001	4,4971	5,4858	6,1376	5,4294	4,6769	4,3808
4	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)				1,3563	0,7899	0,7386	0,5322	0,4086	0,2746	0,2609	0,2350	0,2705	0,2896	0,2447	0,2286	0,2322
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	2	8760	100	0,5124	0,2984	0,2790	0,2011	0,1544	0,1038	0,0986	0,0888	0,1022	0,1094	0,0924	0,0864	0,0877
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	4368	95	0,1214	0,0707	0,0661	0,0476	0,0366	0,0246	0,0233	0,0210	0,0242	0,0259	0,0219	0,0205	0,0208
4.3	ГПЭС САТ G3516LE	1	8760	282	0,7225	0,4208	0,3934	0,2835	0,2177	0,1463	0,1390	0,1252	0,1441	0,1543	0,1303	0,1218	0,1237
5	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _v)				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Продолжение таблицы 6.4.3

№	Добыча газа и его использование	В работе	Кол-во часов эксплуатации в год	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м³											
					2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	Добыча газа (V ₁)				4,3	3,8	3,3	2,9	2,6	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1
2	Технологические потери				0,017	0,015	0,013	0,012	0,010	0,009	0,008	0,007	0,006	0,005	0,005	0,005
3	Транспортировка газа на УКПГ/ГПЗ				4,0054	3,5111	3,0767	2,7015	2,3752	2,0145	1,6940	1,4856	1,3214	1,1773	1,0698	0,9536
4	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)				0,2334	0,2238	0,2111	0,2000	0,1877	0,1823	0,1660	0,1787	0,1709	0,1635	0,1603	0,1536
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	2	24	100	0,0882	0,0845	0,0798	0,0756	0,0709	0,0689	0,0627	0,0675	0,0646	0,0618	0,0606	0,0580
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	24	95	0,0209	0,0200	0,0189	0,0179	0,0168	0,0163	0,0149	0,0160	0,0153	0,0146	0,0143	0,0137
4.3	ГПЭС САТ G3516LE	1	24	282	0,1243	0,1192	0,1125	0,1066	0,1000	0,0971	0,0884	0,0952	0,0911	0,0871	0,0854	0,0818
5	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _v)				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 6.4.4 Баланс добычи и распределения сухого газа (варианта №2)

№	Добыча газа и его использование	В работ е	Кол-во часов эксплуатаци и в год	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м³												
					2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	Добыча газа (V ₁)				43,4	39,7	37,9	44,6	51,0	67,4	69,5	74,8	79,0	82,7	88,6	82,6	76,6
2	Технологические потери				0,075	0,069	0,066	0,078	0,089	0,117	0,121	0,130	0,137	0,144	0,154	0,144	0,133
3	Транспортировка газа на УКПГ/ГПЗ				39,8498	35,8225	34,0189	40,6619	46,9946	63,1964	65,3175	70,5207	74,7260	78,4248	84,3594	78,3051	72,3141
4	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)				2,9732	3,3798	3,3150	3,3806	3,4863	3,6522	3,6424	3,7005	3,6986	3,6256	3,6297	3,6697	3,6871
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	2	8760	100	1,1233	1,2769	1,2524	1,2772	1,3171	1,3798	1,3761	1,3981	1,3973	1,3698	1,3713	1,3864	1,3930
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	4368	95	0,2661	0,3025	0,2967	0,3025	0,3120	0,3268	0,3260	0,3312	0,3310	0,3245	0,3248	0,3284	0,3300
4.3	ГПЭС САТ G3516LE	1	8760	282	1,5838	1,8004	1,7659	1,8009	1,8572	1,9455	1,9403	1,9713	1,9702	1,9313	1,9335	1,9549	1,9641
5	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _γ), в т.ч.:				0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573
6	Объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V _γ)				0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573
6.1	Дежурные горелки КС	1	8760	2,2	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927
6.2	ФУ КС и УСН Сазтобе	1	8760	50	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380

Продолжение таблицы 6.4.4

№	Добыча газа и его использование	В работе	Кол-во часов эксплуатации в год	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м³											
					2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	Добыча газа (V ₁)				70,2	64,7	60,8	56,9	53,9	47,4	44,3	41,7	39,2	36,8	34,5	32,5
2	Технологические потери				0,122	0,113	0,106	0,099	0,094	0,082	0,077	0,073	0,068	0,064	0,060	0,056
3	Транспортировка газа на УКПГ/ГПЗ				65,8933	60,4292	56,4864	52,5901	49,6054	43,0719	39,9919	36,7235	34,1823	31,8719	29,5341	27,4883
4	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)				3,6964	3,7447	3,7623	3,7745	3,7860	3,7673	3,7860	4,4382	4,4433	4,4481	4,4433	4,4481
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	2	8760	100	1,3965	1,4148	1,4214	1,4260	1,4304	1,4233	1,4304	1,6768	1,6787	1,6805	1,6787	1,6805
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	4368	95	0,3308	0,3351	0,3367	0,3378	0,3388	0,3371	0,3388	0,3972	0,3976	0,3981	0,3976	0,3981
4.3	ГПЭС САТ G3516LE	1	8760	282	1,9691	1,9948	2,0042	2,0107	2,0168	2,0068	2,0168	2,3642	2,3669	2,3695	2,3669	2,3695
5	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _γ), в т.ч.:				0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573
6	Объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V _γ)				0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573	0,4573
6.1	Дежурные горелки КС	1	8760	2,2	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927	0,01927
6.2	ФУ КС и УСН Сазтобе	1	8760	50	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380	0,4380

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

На месторождении «Сазтобе Восточный» система ППД в настоящее время отсутствует. Разработка месторождения осуществляться в естественном режиме без применения системы ППД. Данным проектом разработки в рассматриваемый период 2026-2048 годы планируется разработка месторождения с внедрением системы поддержания пластового давления с закачкой воды начиная с 2030 года. Максимальный объем закачки рабочего агента в данный период составит 82,2 тыс. м³ (225 м³/сут) в 2047 г.

Обустройство проектируемой системы ППД месторождения Сазтобе Восточный на данный момент отсутствует, соответственно схема обустройства системы ППД с расположением необходимого оборудования предусмотрена к разработке и вводу в эксплуатацию в рамках проектных мероприятий к 2030 году.

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки на месторождении планируется перевод одной существующей скважины добывающего фонда, в нагнетательный фонд скважин.

Порядок и время ввода нагнетательных скважин представлены в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Информация по вводу нагнетательной скважины

П/п	№ скв.	Объект	Год	Описание мероприятия
1	105	II	2030	Перевод под закачку из добывающего фонда

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённых Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года за № 239 [2, пункт 241-245].

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.

В комплекс технических средств воздействия на пласт входят: источники рабочего агента, нагнетательные скважины и соответствующее наземное оборудование.

Система воздействия на пласт должна обеспечивать:

- 1) закачку в эксплуатационный объект необходимых объёмов рабочего агента для восполнения пластовой энергии и вытеснения углеводородов к забоям добывающих скважин по отдельным зонам, пластам и месторождению в целом;
- 2) подготовку рабочего агента до необходимых кондиций по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мех. примесей, кислорода и микроорганизмов;

3) возможность систематических замеров приёмистости скважин, учёта закачки рабочего агента как по каждой скважине, по группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом;

4) возможность постоянного контроля за качеством и свойствами рабочего агента;

5) надёжность функционирования, в первую очередь с точки зрения герметичности.

Мощность системы воздействия на пласт должна обеспечивать возможность максимальной проектной закачки рабочего агента по каждому технологическому блоку и месторождению в целом, с учётом технологических потерь. Основным элементом системы воздействия на пласт является нагнетательная скважина, в которую производится закачка рабочего агента.

Основным элементом системы воздействия на пласт является нагнетательная скважина, в которую производится закачка рабочего агента.

Конструкция нагнетательной скважины должна обеспечивать выполнение условий:

1) оборудования устья, трубопроводы и коммуникации нагнетательной скважины должны соответствовать 1,5 кратному рабочему давлению;

2) закачка рабочего агента в пласт при предусмотренном давлении нагнетания в соответствующем объёме;

3) надёжное разобщение пластов и объектов закачки;

4) производство исследований и выполнение мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта;

5) проведение ремонтных и аварийных работ.

Конструкция забоя нагнетательных скважин должна обеспечивать максимальную открытость фильтрующей поверхности пластов (пласта) по всей их толщине [2, пункт 247].

Для обеспечения эффективной работы нагнетательной скважины выполняется комплекс мер по обеспечению приёмистости скважин в необходимом объёме по всей заданной толщине эксплуатационного объекта, в частности, восстановление природных фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, при необходимости их улучшение, а также создание необходимого пускового давления нагнетания [2, пункт 248].

На оборудовании устья нагнетательной скважины предусматриваются дроссельные устройства для регулирования давления и объёма закачиваемого агента.

Нагнетательные скважины в зависимости от физико-химических свойств закачиваемого агента оборудуются соответствующей компоновкой колонны НКТ, пакером и скважинным оборудованием, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия закачиваемого агента и пластового флюида.

Выбор схемы заводнения нефтяных пластов, размещение КНС и определение их максимальной производительности следует осуществлять с учётом требуемого давления, объёмов закачки, расположения скважин, геологической характеристики продуктивных пластов, рельефа местности, климатических и других условий и обосновывать технико-экономическими расчётами.

В зависимости от принятой схемы заводнения предусматриваются сооружения:

- 1) кустовые (блочные) насосные станции;
- 2) блочные напорные манифольды (коллекторы);
- 3) высоконапорные водоводы;
- 4) водораспределительные пункты;
- 5) обустройство устья нагнетательных скважин.

В систему заводнения допускается включать сооружения водоснабжения (водозаборы, насосные станции, водоочистные сооружения, подводящие водоводы к кустовым насосным станциям), когда они используются только для данного объекта.

Сооружения системы заводнения должны иметь резерв производительности в размере до 15% от максимального объёма закачки воды.

Кустовые насосные станции и водораспределительные пункты должны проектироваться для работы без постоянного обслуживающего персонала.

В кустовых насосных станциях следует предусматривать установку резервных насосных агрегатов из расчёта: на 3 рабочих насосных агрегата и менее - один резервный; при количестве насосных агрегатов более 3-х - один резервный на каждые 3 рабочих.

Установленные в КНС насосные агрегаты должны работать в оптимальном режиме при различных (по годам разработки) объёмах закачки воды.

На всасывающих и напорных линиях насосов предусматривается установка приборов для измерения давления, а на каждом высоконапорном водоводе от блока напорного манифольда и водораспределительного пункта к нагнетательным скважинам установку расходомера.

Диаметры высоконапорных водоводов следует определять исходя из среднего максимального объёма закачки воды в скважины по годам разработки месторождения. Потери напора в высоконапорных водоводах должны составлять не более 3-5% от рабочего давления в них. При технико-экономическом обосновании допускается увеличение потерь напора.

За рабочее давление в высоконапорных водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами при расчетной производительности, с учетом гидростатического давления и разности геодезических отметок рельефа местности.

Для оборудования и трубопроводов системы заводнения предусматривается теплоизоляция и обогрев при отрицательных температурах.

Глубина прокладки трубопроводов, транспортирующих пластовые воды, принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, гидрологических и климатических условий. При определении глубины учитывается возможность уменьшения минерализации пластовой воды, водонасыщенность и набухание грунтов, глубина промерзания грунта.

Прокладка в одной траншее более трех высоконапорных водоводов не рекомендуется. Расстояние между трубопроводами в одной траншее должно быть не менее 0,5 метра.

В зависимости от коррозионных свойств среды, условий эксплуатации и коррозионной стойкости материалов должны быть предусмотрены следующие способы защиты оборудования и трубопроводов от коррозии:

- а) термообработка аппаратов, труб и сварных швов;
- б) применение коррозионностойких материалов;
- в) химическая нейтрализация агрессивной среды;
- г) защита оборудования антикоррозионными покрытиями;
- д) применение ингибиторов коррозии;

Проектирование сооружений системы ППД должно предусматривать рациональное размещение и централизацию технологических объектов и водоводов на площади месторождения с учётом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и блочно-комплектных конструкций заводского изготовления, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, надёжный учёт закачиваемой в продуктивные пласты воды по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль её качества.

Для внедрения проектируемой системы ППД на месторождении «Сазтобе Восточный» необходимо:

1. Монтаж блока гребёнки для сбора воды с водозаборных скважин.
2. Монтаж сетчатых фильтров (1 рабочий, 1 резервный).
3. Установка блока дозирования реагента №1 и №2 (бактерицид и ингибитор коррозии).
4. Установка отстойника с патронным фильтром.
5. Резервуар вертикальный стальной РВС-1000 №1 (водяной) и №2 (технологический).
6. Насосная станция, для подпорных насосов ЦНС (1 рабочий, 1 резервный).

7. Обустройство устья нагнетательной скважины №105, со строительством нагнетательной линий и демонтажем выкидной линии до АГЗУ. Установка блочного нагнетательного насоса с дренажной ёмкостью ЕП-5 м³.

Требования к качеству используемого агента

Вода применяемая для заводнения нефтяных пластов месторождения «Сазтобе Восточный» должна соответствовать требованиям стандарта - СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород месторождения Сазтобе Восточный объектов нефтяных залежей составляет: по I объекту $0,003 \cdot 10^{-3}$ мкм², по II объекту - $0,0003 \cdot 10^{-3}$ мкм², по III объекту - $0,003 \cdot 10^{-3}$ мкм², объектов газоконденсатных залежей составляет: по I объекту $0,03$ мкм², по II объекту - $0,29$ мкм².

Показатели и нормы качества воды, согласно СТ РК 1662-2007.

- Водородный показатель (рН).

Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

- 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.

- 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.

- 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.

- Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по табл. 6.5.2.

Таблица 6.5.2 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.	-	до 3	до 5
свыше 0,1		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

Для условий месторождения «Сазтобе Восточный» допустимое содержание механических примесей в воде – до 3,0 мг/л, нефтепродуктов – до 5,0 мг/л.

- Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

- Набухаемость пластовых глин.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

- Коррозионная активность.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

- Содержание сероводорода.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

- Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)

Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

- Содержание ионов трёхвалентного железа.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трёхвалентного железа из воды. Контроль за качеством подготовленной для заводнения воды осуществлять: на выходе из водоочистной установки и на устье наиболее удалённой нагнетательной скважины.

Периодичность контроля качества воды устанавливается по согласованию технологической и геологической службами производственных объединений в зависимости от свойств закачиваемой воды и характеристики продуктивных коллекторов.

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

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приёмистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;

- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей, полимеров и других химических реагентов необходимо использовать воду, соединение с которой исключает деструкцию реагентов и не приводит к образованию с ней соединений, способных выделяться в осадок, если это прямо не предусматривается проектным документом на разработку. Кроме того, закачиваемая вода должна быть химически совместимой с пластовой водой, способствуя вытеснению углеводородов из коллектора [2, пункт 253].

Выводы и рекомендации

1. Вода применяемая для заводнения должна соответствовать требованиям стандарта СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

2. Недропользователю необходимо уделить особое внимание к качеству закачиваемой воды и, при проектировании обустройства системы ППД, подобрать соответствующую технику и технологию подготовки воды.

3. Рекомендуются выполнять строительство высоконапорных водоводов от УСН до нагнетательной скважины с применением труб стекловолокнистого (СВТ) исполнения.

4. Рекомендуются проверить работоспособность существующего насоса водозаборной скважины, при необходимости заменить.

7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту предусматривается по нефтяным залежам бурение 9 вертикальных эксплуатационных скважин на месторождение Сазтобе Восточное № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101. и по газоконденсатным бурение 2 вертикальных скважин на месторождение Сазтобе Восточное №116 и 111.

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.

Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014 г.) с учетом опыта проводки скважин на месторождении Сазтобе Восточное.

Скважины, предназначенные для эксплуатации I-го, II-го и III-го объекта месторождения Сазтобе Восточное:

1. I объект – Ю-ХП-Б;
2. II объект – Ю-IX;
3. По III объекту (горизонт Ю-ШБ);

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Сазтобе Восточное» эксплуатационные скважины по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101, резервные скважины Р-1, Р-2 и оценочная скважина №109 должны иметь следующие конструкции:

Направление Ø 426,0мм, спускается на глубину 30м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм, спускается на глубину 100 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска технической колонны с подъемом цемента до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину 1500м, с целью перекрытия водоносных отложений альб сеномана, в которых возможны частичные поглощения бурового раствора, с подъемом цемента до устья, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, (±250м) спускается до проектной глубины 3300м и цементируется подъемом цемента до устья для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин СВ эксплуатационные скважины по нефтяным залежам №106,112,114,115,107,113,108,100,101, резервные скважины №Р-1,Р-2 и оценочная скважина №109.

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	490,0	426,0	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	100	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	1500	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3300*	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Выбор буровой установки.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение стационарных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям

строительства на месторождении Сазтобе Восточное более полно отвечает буровая установка ZJ-40 или аналог. 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 (плащечные 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.

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. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.2 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101, резервные скважины №Р-1, Р-2 и оценочная скважина №109 с проектной глубиной 3300м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	4,0
Бурение скважины	67,3
Крепление скважины	10,0
Освоение объектов в колонне	7,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	103,3

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопрооявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. 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, центрифуг, 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.

Основные параметры бурового раствора приведены в Таблице 7.1.5

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3300м.

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин)	Корка , (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	30	1,08-1,10	35-40	10-12	1,5
Полимерный	35	100	1,12-1,13	40-45	7-8	1,0
Ингибирующий полимер калиевый	160	1500	1,14-1,29	45-50	4-6	0,5
Ингибирующий полимер калиевый	1500	3300	1,27-1,48	45-55	3-5	0,5

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях.

Цементирование обсадных колон

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождениях Сазтобе Восточное, использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50 и типа ПЦТ-I-G-СС-I, цементно-бентонитовые смеси и

другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобшение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющихся горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах 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 разобшения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

При цементировании обсадных колонн с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве эксплуатационную колонну рекомендуется оборудовать центраторами.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-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) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,83-1,85 г/см³) на основе цемента марки ПЦТ-I-G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часа, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. 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.

В случае необходимости отбора керн в отдельно взятых скважинах, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» через каждые 5 м нефтенасыщенных толщин.

7.2 Рекомендации 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 пластом;
- недопущение кольтматации 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 (1,2 м) и диаметра (10-14 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 подошвы;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от кровли.

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.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных газоконденсатных эксплуатационных скважин на месторождении Сазтобе Восточное:

Скважины предназначенные для эксплуатации 2 основного объекта:

1. I газоконденсатный объект- (Ю-IV, Ю-V) (р-н скв. С.В.-3, С.В.-1А)
2. II газоконденсатный объект- (Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI, Ю-XII)

В рамках «Проекта разработки месторождения Сазтобе Восточное» газоконденсатные эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

Направление Ø 426,0мм спускается на глубину 10м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм спускается на глубину 100м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска технической колонны с подъемом цемента до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм спускается на глубину 1500м (±250м), цементируется до устья с целью перекрытия водоносных отложений альб-сеномана в которых возможны частичные поглощения бурового раствора, с подъемом цемента до устья, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 3300 м для разобщения и испытания перспективных горизонтов.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.4.

Таблица 7.2.4 - Проектная конструкция скважин №116 и 111, оценочные скважины №ОС-2, ОС-3 и резервная скважина Р-3 проектной глубиной 3300м.

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	490,0	426,0	10	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	100	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	1500	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3300*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: * глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 3300м. Желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Сазтобе Восточное более полно отвечает буровая установка ZJ-40 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой 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 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. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважины составила 98,25 суток.

Таблица 7.2.5 – Расчет продолжительности бурения для скважин №116 и 111, оценочные скважины №ОС-2, ОС-3 и резервная скважина Р-3 проектной глубиной 3300м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	4
Бурение и крепление скважины	70,04
Освоение объектов в колонне	9,21
Строительно-монтажные работы	15,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	98,25

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопрооявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении юрских и триасовых 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, центрифуг, 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.

Основные параметры бурового раствора приведены в таблице 7.1.6.

Таблица 7.2.6 – Параметры бурового раствора для газоконденсатных скважин проектной глубиной 3300м.

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин.	Корка, мм
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	100	1,08-1-10	35-40	8-10	1,5
Ингибированный полимеркалийевый	100	1500	1,13-1,15	45-50	4-5	<0,5
Ингибированный полимеркалийевый	1500	3300	1,18-1,20	50-55	3-4	<0,5

Цементирование обсадных колонн

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Сазтобе Восточное использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-Ġ-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах 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 в объеме 3-4 м³, обработанная солями хлористого кальция в концентрации 1,0-1,5% к объему воды.

Эксплуатационная колонна цементируется – первая порция (в интервале 0-1400 м) облегченным тампонажным раствором плотностью 1,85г/см³. 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 ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-I-Ġ-CC-I (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция (в интервале 1400-3300 м) – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,89г/см³) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или

ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, регуляторов сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. 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.

Рекомендации 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 пластом;
- недопущение кольтматации 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;

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.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

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

Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. 1 объект. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	5,5	8,1	10,3	9,0	8,2	7,6	7,0	6,5	17,0	26,7	25,0	23,3	21,8	20,6	19,5	18,2
2	в том числе: из переходящих скважин	5,5	2,5	10,3	9,0	8,2	7,6	7,0	6,5	6,0	15,7	25,0	23,3	21,8	20,6	19,5	18,2
3	из новых скважин	0,0	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	5,5	8,1	10,3	9,0	8,2	7,6	7,0	6,5	17,0	26,7	25,0	23,3	21,8	20,6	19,5	18,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	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	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
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	#ДЕЛ/0!	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,0	31,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	300	0	0	0	0	0	0	347	347	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	0,0	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
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	328,5	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	328,5	328,5	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	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,9	5,5	2,5	10,3	9,0	8,2	7,6	7,0	6,5	6,0	15,7	25,0	23,3	21,8	20,6	19,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,9	5,5	8,6	10,3	9,0	8,2	7,6	7,0	6,5	16,5	26,1	25,0	23,3	21,8	20,6	19,5
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	2,8	0,5	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,5	2,5	10,3	9,0	8,2	7,6	7,0	6,5	6,0	15,7	25,0	23,3	21,8	20,6	19,5	18,2
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	3,5	-3,0	1,7	-1,3	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,8	-1,2	-1,6	-1,6	-1,2	-1,1	-1,3
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	181,3	-54,9	20,3	-13,0	-8,2	-7,6	-7,6	-8,1	-8,0	-4,9	-4,5	-6,5	-6,7	-5,4	-5,4	-6,6
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	9,9	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.	2	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5	5	5	5	5
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.	2	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5	5	5	5	5
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.	2	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5	5	5	5	5
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	15,3	21,6	26,3	25,9	25,5	25,5	25,7	25,7	30,6	32,0	32,1	31,8	31,9	31,9	31,9	31,9
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	15,3	18,7	26,3	25,9	25,5	25,5	25,7	25,7	25,7	30,6	32,1	31,8	31,9	31,9	31,9	31,9
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	24,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,1	36,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	42,7	32,8	40,3	48,7	52,1	55,7	59,4	62,7	45,5	39,1	43,1	46,5	50,1	52,8	55,4	58,4
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	42,7	48,1	40,3	48,7	52,1	55,7	59,4	62,7	65,7	50,0	43,1	46,5	50,1	52,8	55,4	58,4
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	22,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,2	11,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,7	14,5	15,7	13,3	12,2	11,3	10,4	9,6	16,7	19,5	18,2	17,0	15,9	15,0	14,2	13,3
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	8,7	9,7	15,7	13,3	12,2	11,3	10,4	9,6	8,8	15,3	18,2	17,0	15,9	15,0	14,2	13,3
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/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	9,6	12,0	17,3	17,5	17,2	17,2	17,3	17,4	31,3	43,8	43,9	43,6	43,6	43,6	43,7	43,7
51	в том числе: из переходящих скважин	9,6	4,7	17,3	17,5	17,2	17,2	17,3	17,4	17,4	31,3	43,9	43,6	43,6	43,6	43,7	43,7
52	из новых скважин	0,0	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,9	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	9,6	12,0	17,3	17,5	17,2	17,2	17,3	17,4	31,3	43,8	43,9	43,6	43,6	43,6	43,7	43,7
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	87,4	99,4	116,7	134,3	151,5	168,7	186,0	203,4	234,6	278,5	322,4	365,9	409,6	453,2	496,9	540,6
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	57,5	65,6	75,9	84,9	93,2	100,8	107,8	114,3	131,3	158,0	183,0	206,3	228,1	248,7	268,1	286,3
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,047	0,053	0,062	0,069	0,076	0,082	0,088	0,093	0,107	0,129	0,149	0,168	0,186	0,203	0,219	0,233
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	15,0	17,1	19,8	22,1	24,3	26,2	28,1	29,8	34,2	41,2	47,7	53,7	59,4	64,8	69,8	74,6
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,4	2,1	2,7	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	4,4	7,0	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,7
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	2,5	3,2	2,9	2,8	2,6	2,5	2,3	6,3	10,6	11,0	11,6	12,2	13,2	14,4	15,7
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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, м³/т	3333,7	951,3	638,7	540,6	433,3	371,4	295,3	237,3	139,0	97,9	90,8	73,6	69,7	66,3	63,5	61,2
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	18,241	7,666	6,598	4,859	3,574	2,830	2,079	1,536	2,370	2,614	2,265	1,716	1,517	1,365	1,236	1,113
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	29,529	37,194	43,793	48,651	52,226	55,056	57,134	58,670	61,040	63,653	65,919	67,635	69,152	70,517	71,753	72,866

Продолжение таблицы 8.1

[illegible]

Продолжение таблицы 8.1

[illegible]

Продолжение таблицы 8.1

	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113
1	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
2	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
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
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
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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
10	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
20	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
21	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
22	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-20,9	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3
25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4
30	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4
41	43,2	43,4	43,7	43,9	44,2	44,4	44,7	44,9	45,2	45,4	45,7	45,9	46,2	46,2	46,3	46,3	46,3	46,3	46,4	46,4	39,4	39,5	39,5	39,5
42	43,2	43,4	43,7	43,9	44,2	44,4	44,7	44,9	45,2	45,4	45,7	45,9	46,2	46,2	46,3	46,3	46,3	46,3	46,4	46,4	39,4	39,5	39,5	39,5
43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	98,4	98,5	98,6	98,7	98,8	98,8	98,9	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,7
45	98,4	98,5	98,6	98,7	98,8	98,8	98,9	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,5	99,5	99,5	99,5	99,6	99,6	99,6	99,7
46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
48	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
49	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	44,2	44,4	44,6	44,9	45,1	45,4	45,6	45,9	46,2	46,4	46,7	47,0	47,2	47,3	47,3	47,3	47,4	47,4	47,4	40,3	40,3	40,4	40,4	40,4
51	44,2	44,4	44,6	44,9	45,1	45,4	45,6	45,9	46,2	46,4	46,7	47,0	47,2	47,3	47,3	47,3	47,4	47,4	47,4	40,3	40,3	40,4	40,4	40,4
52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	44,2	44,4	44,6	44,9	45,1	45,4	45,6	45,9	46,2	46,4	46,7	47,0	47,2	47,3	47,3	47,3	47,4	47,4	47,4	40,3	40,3	40,4	40,4	40,4
54	2720,6	2765,0	2809,6	2854,5	2899,6	2945,0	2990,7	3036,6	3082,8	3129,2	3175,9	3222,8	3270,0	3317,3	3364,6	3411,9	3459,3	3506,7	3554,1	3594,4	3634,8	3675,1	3715,5	3756,0
55	539,2	539,9	540,5	541,1	541,7	542,2	542,7	543,1	543,6	544,0	544,4	544,7	545,1	545,4	545,7	545,9	546,2	546,4	546,7	546,9	547,0	547,2	547,3	547,5
56	0,439	0,440	0,441	0,441	0,441	0,442	0,442	0,443	0,443	0,443	0,444	0,444	0,444	0,444	0,445	0,445	0,445	0,445	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446
57	140,4	140,6	140,8	140,9	141,1	141,2	141,3	141,4	141,6	141,7	141,8	141,9	141,9	141,9	142,0	142,1	142,2	142,2	142,3	142,4	142,4	142,5	142,5	142,6
58	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	49,2	49,2	49,1	49,1	49,0	49,0	49,0	48,9	48,9	48,8	48,8	48,7	48											

Продолжение таблицы 8.1

	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129
1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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
4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5	0,9	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	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	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3	-47,4	-6,2	-6,2	-6,2	-100,0	0,0	0,0	0,0
25	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
29	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
30	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
41	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	21,7	21,7	21,7	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0
42	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	21,7	21,7	21,7	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0
43	0,0	0,0	0,0	0,0	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	99,7	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,7	99,7	99,7	99,8	0,0	0,0	0,0	0,0
45	99,7	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,7	99,7	99,7	99,8	0,0	0,0	0,0	0,0
46	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
48	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
49	0,0	0,0	0,0	0,0	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	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	14,6	14,6	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
51	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	14,6	14,6	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
52	0,0	0,0	0,0	0,0	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	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	14,6	14,6	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
54	3796,4	3836,9	3877,3	3917,8	3958,2	3998,7	4039,2	4079,6	4094,3	4108,9	4123,6	4138,2	4138,2	4138,2	4138,2	4138,2
55	547,6	547,7	547,8	547,9	548,0	548,1	548,2	548,3	548,4	548,4	548,4	548,5	548,5	548,5	548,5	548,5
56	0,446	0,446	0,446	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447
57	142,6	142,6	142,7	142,7	142,7	142,7	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8
58	0,0	0,0	0,0	0,0	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	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	0,0	0,0	0,0	0,0
65	0,008	0,007	0,007	0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,003	0,002	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000
66	86,639	86,646	86,652	86,658	86,664	86,670	86,675	86,680	86,682	86,684	86,687	86,689	86,689	86,689	86,689	86,689

Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	2,6	6,4	9,2	12,2	14,7	14,4	19,3	21,0	20,7	23,6	20,8	18,5	16,5	14,8	13,3	12,0
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	2,4	9,2	8,1	14,7	13,4	16,3	21,0	18,6	23,6	20,8	18,5	16,5	14,8	13,3	12,0
3	из новых скважин	2,6	4,0	0,0	4,1	0,0	1,0	3,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	2,6	6,4	9,2	12,2	14,7	14,4	19,3	21,0	20,7	23,6	20,8	18,5	16,5	14,8	13,3	12,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	1	0	1	1	0	1	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	1	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	8,0	20,0	0,0	27,2	0,0	13,6	19,8	0,0	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	320	200	0	150	0	70	153	0	91	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	0,0	-	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-
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	328,5	328,5	0,0	328,5	0,0	328,5	328,5	0,0	328,5	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	2,6	6,6	0,0	8,9	0,0	4,5	6,5	0,0	7,4	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	2,4	9,2	8,1	14,7	13,4	16,3	21,0	18,6	23,6	20,8	18,5	16,5	14,8	13,3
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	2,6	8,9	9,2	17,1	14,7	17,9	22,8	21,0	26,1	23,6	20,8	18,5	16,5	14,8	13,3
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	2,4	9,2	8,1	14,7	13,4	16,3	21,0	18,6	23,6	20,8	18,5	16,5	14,8	13,3	12,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,3	0,2	-1,0	-2,4	-1,2	-1,6	-1,8	-2,3	-2,4	-2,8	-2,4	-2,0	-1,7	-1,5	-1,3
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-10,1	2,4	-11,2	-14,1	-8,3	-9,2	-7,9	-11,1	-9,4	-12,0	-11,3	-10,8	-10,1	-10,1	-10,1
25	Мощность новых скважин, тыс.т	2,3	3,6	0,0	3,7	0,0	0,9	2,7	0,0	1,9	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.	1	2	2	3	3	4	5	5	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.	1	2	2	3	3	4	5	5	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.	1	2	2	3	3	4	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	1	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	1	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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
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	8,5	15,3	17,9	19,6	19,8	19,8	20,7	21,9	22,6	23,8	24,3	24,8	25,3	25,8	26,3	26,9
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	8,6	17,9	18,0	19,8	19,4	19,8	21,9	22,2	23,8	24,3	24,8	25,3	25,8	26,3	26,9
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	8,5	27,1	0,0	27,2	0,0	25,4	29,1	0,0	29,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	6,2	24,0	26,4	26,3	28,9	34,5	39,5	44,9	49,7	52,3	58,8	64,2	68,7	72,4	75,7	78,6
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	20,3	26,4	34,9	28,9	33,5	40,8	44,9	51,6	52,3	58,8	64,2	68,7	72,4	75,7	78,6
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	6,2	26,1	0,0	0,0	0,0	46,4	32,0	0,0	22,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,0	11,6	13,2	14,5	14,1	13,0	12,5	12,1	11,3	11,4	10,0	8,9	7,9	7,1	6,4	5,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	6,8	13,2	11,7	14,1	12,9	11,7	12,1	10,8	11,4	10,0	8,9	7,9	7,1	6,4	5,7
49	Средняя приеминость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	76,1	38,7	51,8	65,2	83,7	108,0	125,7	140,0	154,2	166,8	178,4	189,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	2,7	8,4	12,4	16,6	20,6	22,0	31,9	38,0	41,2	49,6	50,6	51,6	52,6	53,7	54,8	56,0
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	3,0	12,4	12,5	20,6	20,2	27,4	38,0	38,5	49,6	50,6	51,6	52,6	53,7	54,8	56,0
52	из новых скважин	2,7	5,4	0,0	4,1	0,0	1,8	4,5	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	2,7	8,4	12,4	16,6	20,6	22,0	31,9	38,0	41,2	49,6	50,6	51,6	52,6	53,7	54,8	56,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	19,0	27,4	39,8	56,3	76,9	98,9	130,8	168,9	210,1	259,7	310,2	361,8	414,4	468,2	523,0	578,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	14,1	20,4	29,6	41,8	56,4	70,8	90,1	111,1	131,8	155,5	176,3	194,7	211,2	226,0	239,3	251,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,014	0,021	0,030	0,043	0,058	0,072	0,092	0,113	0,134	0,158	0,180	0,198	0,215	0,230	0,244	0,256
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,7	6,9	10,0	14,1	19,0	23,8	30,3	37,4	44,4	52,3	59,3	65,6	71,1	76,1	80,6	84,6
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	2,1	3,1	4,1	4,9	4,8	6,5	7,1	7,0	8,0	7,0	6,2	5,5	5,0	4,5	4,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	2,2	3,3	4,6	5,7	6,0	8,5	10,1	11,1	14,3	14,7	15,3	16,1	17,2	18,7	20,7
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	13,4	18,0	22,6	29,0	37,4	43,6	48,6	53,5	57,8	61,9	65,5
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	25,9	43,9	66,5	95,5	133,0	176,5	225,1	278,5	336,4	398,2	463,8
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	50,6	52,0	48,9	52,7	63,7	69,0	80,9	90,5	99,5	107,3	114,1	119,9
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	13,4	21,8	28,2	33,5	39,2	44,6	50,1	55,5	60,6	65,5	70,2	74,5
64	Газовый фактор, м³/т	600,0	254,4	200,7	176,9	164,3	155,6	150,4	144,5	138,4	133,6	127,7	122,1	116,9	111,9	107,1	102,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,536	1,619	1,836	2,159	2,407	2,240	2,903	3,030	2,867	3,158	2,658	2,253	1,924	1,655	1,425	1,227
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,423	4,042	5,878	8,037	10,443	12,683	15,586	18,616	21,484	24,642	27,299	29,553	31,476	33,132	34,557	35,784

Продолжение таблицы 8.1

	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
1	10,8	9,1	7,4	5,6	5,0	4,6	4,1	3,7	3,4	3,0	2,7	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
2	10,8	9,1	7,4	5,6	5,0	4,6	4,1	3,7	3,4	3,0	2,7	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	10,8	9,1	7,4	5,6	5,0	4,6	4,1	3,7	3,4	3,0	2,7	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	12,0	10,8	9,1	7,4	5,6	5,0	4,6	4,1	3,7	3,4	3,0	2,7	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9
20	12,0	10,8	9,1	7,4	5,6	5,0	4,6	4,1	3,7	3,4	3,0	2,7	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9
21	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	10,8	9,1	7,4	5,6	5,0	4,6	4,1	3,7	3,4	3,0	2,7	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
23	-1,2	-1,7	-1,7	-1,8	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
24	-10,1	-15,6	-19,0	-24,3	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6
25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6	5	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	6	5	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6	5	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	27,5	31,7	33,5	47,7	45,4	47,6	49,1	51,5	54,0	56,6	59,4	62,3	65,4	68,6	72,1	75,7	79,5	83,6	87,8	92,3	97,1	98,4	99,7
42	27,5	31,7	33,5	47,7	45,4	47,6	49,1	51,5	54,0	56,6	59,4	62,3	65,4	68,6	72,1	75,7	79,5	83,6	87,8	92,3	97,1	98,4	99,7
43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	81,2	83,5	84,2	88,8	89,3	90,8	91,9	93,1	94,0	94,8	95,6	96,2	96,7	97,2	97,6	97,9	98,2	98,4	98,7	98,8	99,0	99,1	99,2
45	81,2	83,5	84,2	88,8	89,3	90,8	91,9	93,1	94,0	94,8	95,6	96,2	96,7	97,2	97,6	97,9	98,2	98,4	98,7	98,8	99,0	99,1	99,2
46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	5,2	5,2	5,3	5,4	4,8	4,4	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
48	5,2	5,2	5,3	5,4	4,8	4,4	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
49	199,3	204,5	205,2	224,5	225,7	237,1	230,6	241,2	252,0	262,9	273,8	285,0	296,4	304,5	316,5	328,9	341,7	354,9	368,5	382,7	397,4	412,8	428,8
50	57,2	54,9	46,5	49,7	47,3	49,5	51,1	53,5	56,1	58,9	61,8	64,8	68,0	71,4	75,0	78,8	82,7	86,9	91,4	96,0	101,0	102,3	103,7
51	57,2	54,9	46,5	49,7	47,3	49,5	51,1	53,5	56,1	58,9	61,8	64,8	68,0	71,4	75,0	78,8	82,7	86,9	91,4	96,0	101,0	102,3	103,7
52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	57,2	54,9	46,5	49,7	47,3	49,5	51,1	53,5	56,1	58,9	61,8	64,8	68,0	71,4	75,0	78,8	82,7	86,9	91,4	96,0	101,0	102,3	103,7
54	636,1	691,0	737,5	787,2	834,5	884,0	935,1	988,6	1044,7	1103,6	1165,4	1230,2	1298,2	1369,6	1444,6	1523,3	1606,1	1693,0	1784,4	1880,4	1981,4	2083,7	2187,4
55	262,0	271,1	278,4	284,0	289,0	293,6	297,7	301,4	304,8	307,8	310,6	313,0	315,3	317,3	319,1	320,8	322,3	323,7	324,9	326,0	327,0	327,9	328,7
56	0,267	0,276	0,284	0,289	0,295	0,299	0,303	0,307	0,311	0,314	0,317	0,319	0,321	0,323	0,325	0,327	0,329	0,330	0,331	0,332	0,333	0,334	0,335
57	88,2	91,3	93,7	95,6	97,3	98,8	100,2	101,5	102,6	103,6	104,6	105,4	106,2	106,8	107,5	108,0	108,5	109,0	109,4	109,8	110,1	110,4	110,7
58	3,6	3,1	2,5	1,9	1,7	1,5	1,4	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
59	23,5	25,9	28,4	30,0	38,7	57,1	120,1	-539,0	-76,2	-39,1	-25,4	-18,3	-14,0	-11,1	-9,0	-7,5	-6,3	-5,4	-4,6	-4,0	-3,5	-3,0	-2,6
60	69,1	70,9	71,2	77,9	78,2	82,2	80,0	83,6	87,4	91,1	95,0	98,8	102,8	105,6	109,8	114,0	118,5	123,0	127,8	132,7	137,8	143,1	148,7
61	532,9	603,8	674,9	752,8	831,0	913,3	993,2	1076,9	1164,2	1255,4	1350,3	1449,2	1552,0	1657,5	1767,3	1881,4	1999,8	2122,9	2250,7	2383,4	2521,2	2664,3	2813,0
62	125,3	135,2	160,8	168,4	178,3	180,0	170,7	171,3	171,5	171,2	170,7	169,8	168,7	165,5	164,1	162,6	161,1	159,4	157,7	155,9	154,1	158,1	162,0
63	78,7	82,7	87,2	91,8	96,2	100,4	103,8	107,1	110,2	113,1	115,9	118,4	120,8	122,9	124,9	126,7	128,3	129,8	131,1	132,2	133,3	134,4	135,6
64	98,3	99,9	95,9	92,1	88,4	84,9	81,5	78,2	75,1	72,1	69,2	66,4	63,8	61,2	58,8	56,4	54,2	52,0	49,9	47,9	46,0	44,2	42,4
65	1,057	0,907	0,705	0,513	0,445	0,386	0,335	0,291	0,252	0,219	0,190	0,165	0,1										

Продолжение таблицы 8.1

	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
1	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
2	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
20	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
21	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	0,6	0,9	0,9	0,9
22	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
23	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-31,8	-41,9	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	101,1	102,6	104,1	105,7	107,3	109,0	110,8	110,9	111,0	111,1	111,2	111,3	111,4	111,5	111,6	111,6	111,6	153,9	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0
42	101,1	102,6	104,1	105,7	107,3	109,0	110,8	110,9	111,0	111,1	111,2	111,3	111,4	111,5	111,6	111,6	111,6	153,9	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0
43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	99,3	99,4	99,4	99,5	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
45	99,3	99,4	99,4	99,5	99,6	99,6	99,6	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
48	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
49	434,5	440,2	446,1	452,0	458,0	464,2	470,5	472,3	474,1	475,9	477,7	479,4	481,1	482,8	484,5	486,1	487,3	488,4	489,5	490,6	313,1	314,2	314,9
50	105,2	106,7	108,3	109,9	111,7	113,4	115,3	115,4	115,5	115,6	115,7	115,8	115,9	116,0	116,1	116,1	116,1	106,8	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4
51	105,2	106,7	108,3	109,9	111,7	113,4	115,3	115,4	115,5	115,6	115,7	115,8	115,9	116,0	116,1	116,1	116,1	106,8	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4
52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	105,2	106,7	108,3	109,9	111,7	113,4	115,3	115,4	115,5	115,6	115,7	115,8	115,9	116,0	116,1	116,1	116,1	106,8	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4
54	2292,6	2399,4	2507,7	2617,6	2729,3	2842,7	2958,0	3073,3	3188,8	3304,4	3420,1	3535,9	3651,8	3767,8	3883,9	4000,0	4116,2	4222,9	4267,3	4311,7	4356,1	4400,5	4444,9
55	329,5	330,1	330,7	331,3	331,8	332,2	332,6	333,0	333,3	333,6	333,9	334,1	334,3	334,5	334,7	334,9	335,0	335,1	335,2	335,2	335,3	335,3	335,4
56	0,336	0,337	0,337	0,338	0,338	0,339	0,339	0,339	0,340	0,340	0,340	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342
57	110,9	111,2	111,4	111,5	111,7	111,9	112,0	112,1	112,2	112,3	112,4	112,5	112,6	112,6	112,7	112,8	112,8	112,8	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9
58	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	-2,3	-2,1	-1,8	-1,6	-1,4	-1,3	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
60	150,7	152,6	154,7	156,7	158,8	161,0	163,1	163,8	164,4	165,0	165,6	166,2	166,8	167,4	168,0	168,6	169,0	169,3	169,7	170,1	108,6	108,9	109,2
61	2963,7	3116,3	3271,0	3427,7	3586,5	3747,5	3910,6	4074,4	4238,8	4403,8	4569,5	4735,7	4902,5	5069,9	5237,9	5406,5	5575,4	5744,8	5914,5	6084,6	6193,2	6302,1	6411,3
62	162,0	161,8	161,6	161,4	161,1	160,7	160,4	160,9	161,4	161,8	162,3	162,8	163,2	163,6	164,1	164,6	165,0	180,0	433,7	434,7	277,4	278,4	279,0
63	136,8	137,8	138,8	139,7	140,5	141,3	142,0	142,6	143,3	143,9	144,5	145,1	145,6	146,2	146,7	147,2	147,7	148,4	151,3	154,1	155,3	156,5	157,7
64	40,7	39,1	37,5	36,0	34,6	33,2	31,9	3															

[illegible]

Продолжение таблицы 8.1

	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	0,0	0,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
29	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
30	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	83,7	84,1	62,4	62,8	63,3	63,7	64,1	64,2	64,2	64,2	64,2	64,2	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	46,8	46,8
50	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3	4489,3
55	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4	335,4
56	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342
57	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9
58	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	29,0	29,2	21,6	21,8	21,9	22,1	22,2	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	16,2	16,2
61	7363,2	7392,4	7414,0	7435,8	7457,7	7479,8	7502,1	7524,3	7546,6	7568,8	7591,1	7613,4	7635,7	7658,0	7680,2	7702,5	7724,8	7741,1	7757,3
62	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!
63	179,4	180,1	180,6	181,1	181,7	182,2	182,8	183,3	183,8	184,4	184,9	185,5	186,0	186,6	187,1	187,6	188,2	188,6	189,0
64	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
66	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319	42,319

Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. III объект. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	8,8	11,1	10,1	9,2	8,4	7,7	7,0	6,4
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	11,1	10,1	9,2	8,4	7,7	7,0	6,4
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,3	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	3,0	8,8	11,1	10,1	9,2	8,4	7,7	7,0	6,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	1	1	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	18,3	20,1	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	164	164	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-
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	328,5	328,5	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	6,0	6,6	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	5,5	11,1	10,1	9,2	8,4	7,7	7,0
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	6,0	12,1	11,1	10,1	9,2	8,4	7,7	7,0
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	0,9	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	11,1	10,1	9,2	8,4	7,7	7,0	6,4
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	-0,5	-1,0	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	3,0	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	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2
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	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2
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	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,1	25,1	25,2	25,2	25,3	25,3	25,4	25,5	25,5
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	25,1	25,2	25,2	25,3	25,3	25,4	25,5	25,5
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,1	25,1	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	27,0	28,9	33,1	39,0	44,4	49,3	53,8	57,9	61,6
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	33,4	33,1	39,0	44,4	49,3	53,8	57,9	61,6
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,0	19,8	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	18,3	17,8	16,8	15,4	14,1	12,8	11,7	10,7	9,8
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	16,7	16,8	15,4	14,1	12,8	11,7	10,7	9,8
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	12,4	16,5	16,6	16,6	16,6	16,7	16,7	16,8
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,2	16,5	16,6	16,6	16,6	16,7	16,7	16,8
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	4,1	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	4,1	12,4	16,5	16,6	16,6	16,6	16,7	16,7	16,8
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	5,0	17,3	33,9	50,4	67,0	83,7	100,4	117,1	133,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,4	12,2	23,3	33,4	42,6	51,0	58,7	65,8	72,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,007	0,024	0,045	0,064	0,082	0,099	0,113	0,127	0,139
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,3	11,7	22,4	32,1	41,0	49,1	56,5	63,3	69,4
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	8,5	10,6	9,7	8,9	8,1	7,4	6,8	6,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	8,7	12,0	12,5	13,1	13,7	14,6	15,6	16,9
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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, м³/т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,185	0,542	0,682	0,623	0,570	0,521	0,476	0,435	0,397
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,228	0,770	1,452	2,075	2,645	3,165	3,641	4,076	4,473

Продолжение таблицы 8.1

	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
1	5,9	5,4	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
2	5,9	5,4	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	5,9	5,4	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	6,4	5,9	5,4	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9
20	6,4	5,9	5,4	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9
21	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	5,9	5,4	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
23	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
24	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6
25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	25,6	25,7	27,4	27,6	27,9	28,1	29,2	29,3	29,4	29,6	29,7	29,8	29,9	30,0	30,1	30,3	30,4	30,5	30,6	30,8	30,9	31,0	31,1
42	25,6	25,7	27,4	27,6	27,9	28,1	29,2	29,3	29,4	29,6	29,7	29,8	29,9	30,0	30,1	30,3	30,4	30,5	30,6	30,8	30,9	31,0	31,1
43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	65,0	68,1	72,7	75,2	77,6	79,7	82,1	83,7	85,2	86,5	87,7	88,8	89,8	90,7	91,6	92,3	93,0	93,6	94,2	94,7	95,2	95,6	96,0
45	65,0	68,1	72,7	75,2	77,6	79,7	82,1	83,7	85,2	86,5	87,7	88,8	89,8	90,7	91,6	92,3	93,0	93,6	94,2	94,7	95,2	95,6	96,0
46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	9,0	8,2	7,5	6,8	6,3	5,7	5,2	4,8	4,4	4,0	3,6	3,3	3,0	2,8	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,2
48	9,0	8,2	7,5	6,8	6,3	5,7	5,2	4,8	4,4	4,0	3,6	3,3	3,0	2,8	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,2
49	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	16,8	16,9	18,0	18,2	18,3	18,4	19,2	19,3	19,3	19,4	19,5	19,6	19,6	19,7	19,8	19,9	20,0	20,0	20,1	20,2	20,3	20,4	20,5
51	16,8	16,9	18,0	18,2	18,3	18,4	19,2	19,3	19,3	19,4	19,5	19,6	19,6	19,7	19,8	19,9	20,0	20,0	20,1	20,2	20,3	20,4	20,5
52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	16,8	16,9	18,0	18,2	18,3	18,4	19,2	19,3	19,3	19,4	19,5	19,6	19,6	19,7	19,8	19,9	20,0	20,0	20,1	20,2	20,3	20,4	20,5
54	150,7	167,5	185,6	203,7	222,0	240,5	259,6	278,9	298,2	317,7	337,2	356,7	376,4	396,1	415,9	435,8	455,8	475,8	495,9	516,1	536,4	556,8	577,3
55	78,1	83,5	88,4	92,9	97,0	100,8	104,2	107,3	110,2	112,8	115,2	117,4	119,4	121,2	122,9	124,4	125,8	127,1	128,2	129,3	130,3	131,2	132,0
56	0,151	0,161	0,171	0,179	0,187	0,195	0,201	0,207	0,213	0,218	0,222	0,227	0,230	0,234	0,237	0,240	0,243	0,245	0,248	0,250	0,252	0,253	0,255
57	75,1	80,3	85,0	89,3	93,3	96,9	100,2	103,2	106,0	108,5	110,8	112,9	114,8	116,6	118,2	119,6	121,0	122,2	123,3	124,3	125,3	126,1	126,9
58	5,7	5,2	4,7	4,3	3,9	3,6	3,3	3,0	2,8	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8
59	18,5	20,8	24,0	28,8	37,0	53,7	105,8	-1656,6	-86,2	-42,3	-27,2	-19,5	-14,9	-11,9	-9,7	-8,1	-6,8	-5,8	-5,0	-4,4	-3,8	-3,4	-3,0
60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
65	0,363	0,332	0,303	0,277	0,253	0,232	0,212	0,193	0,177	0,162	0,148	0,135	0,123	0,113	0,103	0,094	0,086	0,079	0,072	0,066	0,060	0,055	

Продолжение таблицы 8.1

	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
1	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
20	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
21	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
23	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6
25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	31,3	31,4	31,5	31,7	31,8	31,9	32,1	32,2	32,4	32,5	32,6	32,8	32,9	33,1	33,2	33,4	33,5	33,6	33,8	33,9	33,9	33,9	33,9
42	31,3	31,4	31,5	31,7	31,8	31,9	32,1	32,2	32,4	32,5	32,6	32,8	32,9	33,1	33,2	33,4	33,5	33,6	33,8	33,9	33,9	33,9	33,9
43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	96,4	96,7	97,0	97,3	97,5	97,7	97,9	98,1	98,3	98,5	98,6	98,7	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,5	99,5
45	96,4	96,7	97,0	97,3	97,5	97,7	97,9	98,1	98,3	98,5	98,6	98,7	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,3	99,3	99,4	99,4	99,5	99,5
46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
48	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
49	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	20,5	20,6	20,7	20,8	20,9	21,0	21,1	21,2	21,3	21,3	21,4	21,5	21,6	21,7	21,8	21,9	22,0	22,1	22,2	22,3	22,3	22,3	22,3
51	20,5	20,6	20,7	20,8	20,9	21,0	21,1	21,2	21,3	21,3	21,4	21,5	21,6	21,7	21,8	21,9	22,0	22,1	22,2	22,3	22,3	22,3	22,3
52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	20,5	20,6	20,7	20,8	20,9	21,0	21,1	21,2	21,3	21,3	21,4	21,5	21,6	21,7	21,8	21,9	22,0	22,1	22,2	22,3	22,3	22,3	22,3
54	597,8	618,5	639,2	660,0	680,9	701,9	723,0	744,1	765,4	786,7	808,2	829,7	851,3	873,0	894,9	916,8	938,8	960,9	983,1	1005,4	1027,7	1050,0	1072,3
55	132,7	133,4	134,0	134,6	135,1	135,6	136,0	136,4	136,8	137,1	137,4	137,7	137,9	138,2	138,4	138,6	138,7	138,9	139,1	139,2	139,3	139,4	139,5
56	0,256	0,258	0,259	0,260	0,261	0,262	0,263	0,263	0,264	0,265	0,265	0,266	0,266	0,267	0,267	0,268	0,268	0,268	0,268	0,269	0,269	0,269	0,269
57	127,6	128,3	128,9	129,4	129,9	130,4	130,8	131,2	131,5	131,8	132,1	132,4	132,6	132,9	133,1	133,2	133,4	133,6	133,7	133,8	134,0	134,1	134,2
58	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
59	-2,7	-2,4	-2,1	-1,9	-1,7	-1,5	-1,4	-1,2	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
65	0,046	0,042	0,038	0,035	0,032	0,029	0,027	0,024	0,022	0,020	0,019	0,017	0,016	0,014	0,013	0,012	0,011	0,010	0,009	0,008	0,008	0,007	

Продолжение таблицы 8.1

[illegible]

Продолжение таблицы 8.1

	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	0,0	0,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
29	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
30	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9	1158,9
55	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9
56	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270
57	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5	134,5
58	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
66	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646	8,646

Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. F объект. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	8,0	14,4	19,5	21,2	22,9	22,0	26,3	30,5	46,5	61,4	55,9	51,0	46,7	43,1	39,8	36,6
2	в том числе: из переходящих скважин	5,5	4,8	19,5	17,1	22,9	21,1	23,3	27,4	30,1	50,4	55,9	51,0	46,7	43,1	39,8	36,6
3	из новых скважин	2,6	9,6	0,0	4,1	0,0	1,0	3,0	3,0	16,5	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	8,0	14,4	19,5	21,2	22,9	22,0	26,3	30,5	46,5	61,4	55,9	51,0	46,7	43,1	39,8	36,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	2	0	1	0	1	1	1	3	1	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	1	0	1	0	1	1	1	3	1	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	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	8,0	19,2	0,0	27,2	0,0	13,6	19,8	18,3	27,3	31,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	160	250	0	150	0	70	153	164	201	347	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
13	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
14	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
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	657,0	657,0	0,0	328,5	0,0	328,5	328,5	328,5	985,5	328,5	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	5,3	12,6	0,0	8,9	0,0	4,5	6,5	6,0	26,9	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,9	5,5	4,8	19,5	17,1	22,9	21,1	23,3	27,4	30,1	50,4	55,9	51,0	46,7	43,1	39,8
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,9	10,7	17,4	19,5	26,0	22,9	25,5	29,8	33,5	57,0	60,8	55,9	51,0	46,7	43,1	39,8
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	2,8	0,5	1,1	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
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,5	4,8	19,5	17,1	22,9	21,1	23,3	27,4	30,1	50,4	55,9	51,0	46,7	43,1	39,8	36,6
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	3,5	-5,9	2,0	-2,4	-3,1	-1,8	-2,2	-2,4	-3,4	-6,7	-5,0	-4,9	-4,3	-3,6	-3,3	-3,2
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	181,3	-55,0	11,7	-12,2	-12,1	-8,0	-8,7	-7,9	-10,1	-11,7	-8,1	-8,7	-8,5	-7,6	-7,6	-8,1
24	Мощность новых скважин, тыс.т	2,3	8,6	0,0	3,7	0,0	0,9	2,7	2,7	14,8	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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.	3	5	5	6	6	7	8	9	12	13	13	13	13	13	13	13
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.	3	5	5	6	6	7	8	9	12	13	13	13	13	13	13	13
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3	5	5	6	6	7	8	9	12	13	13	13	13	13	13	13
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	1	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	1	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	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
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	13,0	18,5	22,0	22,4	22,0	21,9	22,2	23,1	25,4	26,8	27,0	27,2	27,5	27,8	28,1	28,4
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	15,3	12,8	22,0	21,9	22,0	21,8	21,7	23,0	23,4	25,9	27,0	27,2	27,5	27,8	28,1	28,4
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	8,5	25,3	0,0	27,2	0,0	25,4	29,1	25,1	34,3	36,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	34,6	29,2	34,5	37,8	39,5	43,8	46,5	48,8	45,1	44,2	49,7	54,4	58,7	62,2	65,4	68,6
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	42,7	37,4	34,5	42,9	39,5	43,7	48,0	50,5	53,1	48,3	49,7	54,4	58,7	62,2	65,4	68,6
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	6,2	24,2	0,0	0,0	0,0	46,4	32,0	27,0	20,4	11,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,5	13,1	14,4	14,0	13,3	12,3	11,9	11,8	13,9	15,0	13,6	12,4	11,4	10,5	9,7	8,9
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	8,7	8,0	14,4	12,5	13,3	12,3	11,3	11,4	11,0	13,4	13,6	12,4	11,4	10,5	9,7	8,9
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	76,1	38,7	51,8	65,2	83,7	108,0	125,7	140,0	154,2	166,8	178,4	189,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	12,3	20,4	29,7	34,1	37,8	39,2	49,3	59,5	84,8	109,9	111,0	111,8	112,9	114,0	115,2	116,5
50	в том числе: из переходящих скважин	9,6	7,7	29,7	30,0	37,8	37,4	44,8	55,4	64,2	97,4	111,0	111,8	112,9	114,0	115,2	116,5
51	из новых скважин	2,7	12,6	0,0	4,1	0,0	1,8	4,5	4,1	20,7	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

52	механизированным способом	12,3	20,4	29,7	34,1	37,8	39,2	49,3	59,5	84,8	109,9	111,0	111,8	112,9	114,0	115,2	116,5
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	107,3	127,6	157,4	191,5	229,3	268,5	317,7	377,2	462,1	572,0	683,0	794,8	907,7	1021,7	1137,0	1253,4
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	72,0	86,4	105,9	127,1	150,0	172,0	198,4	228,8	275,4	336,8	392,6	443,6	490,3	533,4	573,2	609,8
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,026	0,032	0,039	0,047	0,055	0,063	0,073	0,084	0,101	0,124	0,144	0,163	0,180	0,196	0,210	0,224
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	9,2	11,0	13,5	16,2	19,1	21,9	25,3	29,1	35,1	42,9	50,0	56,5	62,5	67,9	73,0	77,7
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	1,8	2,5	2,7	2,9	2,8	3,4	3,9	5,9	7,8	7,1	6,5	5,9	5,5	5,1	4,7
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	2,0	2,8	3,1	3,5	3,5	4,3	5,2	8,4	12,0	12,5	13,0	13,7	14,6	15,8	17,3
59	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	13,4	18,0	22,6	29,0	37,4	43,6	48,6	53,5	57,8	61,9	65,5
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	25,9	43,9	66,5	95,5	133,0	176,5	225,1	278,5	336,4	398,2	463,8
	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	28,9	30,5	32,8	34,5	30,6	30,4	35,7	40,3	44,7	48,6	52,1	55,3
	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	8,3	12,0	15,4	18,2	20,5	22,9	25,2	27,5	29,8	31,9	33,9
61	Газовый фактор, м³/т	2462,4	643,8	433,0	331,1	261,2	230,3	189,1	156,0	124,2	105,1	99,3	89,0	84,9	81,1	77,8	74,8
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	19,777	9,285	8,435	7,017	5,981	5,070	4,981	4,751	5,780	6,453	5,546	4,539	3,961	3,496	3,096	2,738
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	31,994	41,279	49,713	56,731	62,711	67,781	72,762	77,514	83,294	89,747	95,293	99,832	103,793	107,289	110,386	113,123

Продолжение таблицы 8.1

	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
1	33,6	30,3	27,1	23,9	22,1	20,4	18,9	17,4	16,1	14,9	13,8	12,8	11,8	10,9	10,1	9,4	8,7	8,1	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5
2	33,6	30,3	27,1	23,9	22,1	20,4	18,9	17,4	16,1	14,9	13,8	12,8	11,8	10,9	10,1	9,4	8,7	8,1	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	33,6	30,3	27,1	23,9	22,1	20,4	18,9	17,4	16,1	14,9	13,8	12,8	11,8	10,9	10,1	9,4	8,7	8,1	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	36,6	33,6	30,3	27,1	23,9	22,1	20,4	18,9	17,4	16,1	14,9	13,8	12,8	11,8	10,9	10,1	9,4	8,7	8,1	7,5	6,9	6,4	6,0
19	36,6	33,6	30,3	27,1	23,9	22,1	20,4	18,9	17,4	16,1	14,9	13,8	12,8	11,8	10,9	10,1	9,4	8,7	8,1	7,5	6,9	6,4	6,0
20	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	33,6	30,3	27,1	23,9	22,1	20,4	18,9	17,4	16,1	14,9	13,8	12,8	11,8	10,9	10,1	9,4	8,7	8,1	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5
22	-3,0	-3,3	-3,2	-3,2	-1,8	-1,7	-1,5	-1,4	-1,3	-1,2	-1,1	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4
23	-8,1	-9,8	-10,6	-11,7	-7,6	-7,6	-7,6	-7,6	-7,5	-7,5	-7,5	-7,4	-7,4	-7,7	-7,4	-7,3	-7,3	-7,3	-7,3	-7,2	-7,2	-7,2	-7,2
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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
27	13	11	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	13	11	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	13	11	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	28,7	30,7	32,1	36,8	36,1	37,0	37,8	38,7	39,6	40,6	41,6	42,7	43,8	44,5	45,8	47,1	48,5	49,9	51,5	53,1	54,8	55,3	55,9
41	28,7	30,7	32,1	36,8	36,1	37,0	37,8	38,7	39,6	40,6	41,6	42,7	43,8	44,5	45,8	47,1	48,5	49,9	51,5	53,1	54,8	55,3	55,9
42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	71,4	73,8	75,3	78,8	80,1	82,0	83,7	85,3	86,7	88,0	89,2	90,2	91,2	92,0	92,8	93,5	94,2	94,7	95,3	95,7	96,2	96,5	96,8
44	71,4	73,8	75,3	78,8	80,1	82,0	83,7	85,3	86,7	88,0	89,2	90,2	91,2	92,0	92,8	93,5	94,2	94,7	95,3	95,7	96,2	96,5	96,8
45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	8,2	8,1	7,9	7,8	7,2	6,7	6,2	5,7	5,3	4,9	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	3,1	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	1,9	1,8
47	8,2	8,1	7,9	7,8	7,2	6,7	6,2	5,7	5,3	4,9	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	3,1	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	1,9	1,8
48	199,3	204,5	205,2	224,5	225,7	237,1	230,6	241,2	252,0	262,9	273,8	285,0	296,4	304,5	316,5	328,9	341,7	354,9	368,5	382,7	397,4	412,8	428,8
49	117,7	115,6	109,5	112,9	110,8	113,4	116,0	118,7	121,5	124,5	127,6	130,9	134,3	136,5	140,3	144,4	148,6	153,1	157,8	162,8	168,0	169,6	171,3
50	117,7	115,6	109,5	112,9	110,8	113,4	116,0	118,7	121,5	124,5	127,6	130,9	134,3	136,5	140,3	144,4	148,6	153,1	157,8	162,8	168,0	169,6	171,3
51	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	117,7	115,6	109,5	112,9	110,8	113,4	116,0	118,7	121,5	124,5	127,6	130,9	134,3	136,5	140,3	144,4	148,6	153,1	157,8	162,8	168,0	169,6	171,3
53	1371,2	1486,8	1596,2	1709,2	1820,0	1933,4	2049,4	2168,1	2289,6	2414,1	2541,7	2672,6	2806,9	2943,4	3083,8	3228,1	3376,8	3529,9	3687,7	3850,5	4018,4	4188,0	4359,3
54	643,4	673,7	700,8	724,7	746,8	767,2	786,1	803,6	819,7	834,6	848,4	861,2	873,0	883,9	894,1	903,4	912,1	920,2	927,7	934,6	941,1	947,0	952,6
55	0,236	0,247	0,257	0,266	0,274	0,281	0,288	0,295	0,301	0,306	0,311	0,316	0,320	0,324	0,328	0,331	0,335	0,338	0,340	0,343	0,345	0,347	0,349
56	82,0	85,8	89,3	92,3	95,1	97,7	100,1	102,4	104,4	106,3	108,1	109,7	111,2	112,6	113,9	115,1	116,2	117,2	118,2	119,1	119,9	120,6	121,3
57	4,3	3,9	3,5	3,0	2,8	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7
58	19,2	21,4	24,4	28,4	36,7	53,5	106,3	-1565,0	-86,9	-43,0	-27,8	-20,2	-15,5	-12,4	-10,2	-8,6	-7,3	-6,3	-5,5	-4,9	-4,3	-3,8	-3,4
59	69,1	70,9	71,2	77,9	78,2	82,2	80,0	83,6	87,4	91,1	95,0	98,8	102,8	105,6	109,8	114,0	118,5	123,0	127,8	132,7	137,8	143,1	148,7
60	532,9	603,8	674,9	752,8	831,0	913,3	993,2	1076,9	1164,2	1255,4	1350,3	1449,2	1552,0	1657,5	1767,3	1881,4	1999,8	2122,9	2250,7	2383,4	2521,2	2664,3	2813,0
	58,4	61,7	65,8	70,9	73,0	75,6	72,5	74,6	76,6	78,5	80,2	81,8	83,3	84,5	85,7	86,9	87,9	88,9	89,8	90,6	91,4	94,2	97,0
	35,9	37,7	39,5	41,4	43,2	44,9	46,3	47,7	49,1	50,5	51,8	53,2	54,5	55,7	57,0	58,2	59,4	60,5	61,7	62,8	63,9	65,0	66,2
61	72,2	71,0	68,1	65,0	63,4	62,0	60																

Продолжение таблицы 8.1

	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
1	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8	2,6	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
2	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8	2,6	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8	2,6	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8	2,6	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1
19	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8	2,6	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1
20	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8	2,6	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
22	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
23	-7,1	-7,1	-7,1	-7,1	-7,1	-7,0	-8,0	-6,9	-6,9	-6,9	-6,9	-6,9	-6,9	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-8,8	-8,9	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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
27	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	56,4	57,0	57,6	58,3	58,9	59,6	64,8	64,9	65,1	65,2	65,4	65,6	65,7	65,9	66,0	66,1	66,3	72,1	53,9	54,0	54,1	54,2	54,4
41	56,4	57,0	57,6	58,3	58,9	59,6	64,8	64,9	65,1	65,2	65,4	65,6	65,7	65,9	66,0	66,1	66,3	72,1	53,9	54,0	54,1	54,2	54,4
42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	97,0	97,3	97,5	97,7	97,9	98,0	98,1	98,3	98,4	98,5	98,6	98,7	98,8	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	98,8	98,9	98,9	99,0	99,1
44	97,0	97,3	97,5	97,7	97,9	98,0	98,1	98,3	98,4	98,5	98,6	98,7	98,8	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	98,8	98,9	98,9	99,0	99,1
45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	1,7	1,6	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
47	1,7	1,6	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
48	434,5	440,2	446,1	452,0	458,0	464,2	470,5	472,3	474,1	475,9	477,7	479,4	481,1	482,8	484,5	486,1	487,3	488,4	489,5	490,6	313,1	314,2	314,9
49	173,1	174,9	176,7	178,7	180,7	182,7	176,2	176,6	177,0	177,4	177,8	178,3	178,7	179,1	179,5	179,8	180,2	171,1	109,1	109,4	109,7	109,9	110,1
50	173,1	174,9	176,7	178,7	180,7	182,7	176,2	176,6	177,0	177,4	177,8	178,3	178,7	179,1	179,5	179,8	180,2	171,1	109,1	109,4	109,7	109,9	110,1
51	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	173,1	174,9	176,7	178,7	180,7	182,7	176,2	176,6	177,0	177,4	177,8	178,3	178,7	179,1	179,5	179,8	180,2	171,1	109,1	109,4	109,7	109,9	110,1
53	4532,4	4707,3	4884,0	5062,6	5243,3	5426,0	5602,2	5778,8	5955,9	6133,3	6311,1	6489,4	6668,0	6847,1	7026,7	7206,5	7386,7	7557,8	7666,9	7776,3	7886,0	7995,9	8106,0
54	957,7	962,5	967,0	971,1	974,9	978,5	981,8	984,8	987,7	990,3	992,8	995,1	997,2	999,2	1001,1	1002,8	1004,4	1005,9	1007,2	1008,5	1009,7	1010,7	1011,8
55	0,351	0,353	0,355	0,356	0,358	0,359	0,360	0,361	0,362	0,363	0,364	0,365	0,366	0,367	0,367	0,368	0,368	0,369	0,369	0,370	0,370	0,371	0,371
56	122,0	122,6	123,2	123,7	124,2	124,6	125,1	125,5	125,8	126,2	126,5	126,8	127,0	127,3	127,5	127,7	128,0	128,1	128,3	128,5	128,6	128,8	128,9
57	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1

58	-3,1	-2,8	-2,5	-2,3	-2,1	-1,9	-1,7	-1,6	-1,4	-1,3	-1,2	-1,1	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5
59	150,7	152,6	154,7	156,7	158,8	161,0	163,1	163,8	164,4	165,0	165,6	166,2	166,8	167,4	168,0	168,6	169,0	169,3	169,7	170,1	108,6	108,9	109,2
60	2963,7	3116,3	3271,0	3427,7	3586,5	3747,5	3910,6	4074,4	4238,8	4403,8	4569,5	4735,7	4902,5	5069,9	5237,9	5406,5	5575,4	5744,8	5914,5	6084,6	6193,2	6302,1	6411,3
	97,4	97,8	98,1	98,5	98,8	99,0	104,1	104,4	104,6	104,8	105,0	105,2	105,4	105,5	105,7	105,9	106,0	111,8	175,5	175,5	111,8	112,0	112,0
	67,3	68,3	69,3	70,2	71,2	72,0	73,0	73,9	74,7	75,5	76,3	77,0	77,8	78,4	79,1	79,7	80,3	81,0	82,3	83,5	83,9	84,2	84,6
61	50,0	49,8	49,6	49,4	49,2	49,0	49,3	49,1	49,0	48,9	48,8	48,7	48,6	48,5	48,4	48,4	48,3	48,9	49,5	49,5	49,4	49,4	49,3
62	0,258	0,238	0,220	0,204	0,189	0,175	0,162	0,150	0,139	0,129	0,120	0,112	0,104	0,097	0,090	0,084	0,078	0,072	0,066	0,062	0,058	0,054	0,050
63	134,395	134,634	134,854	135,058	135,247	135,422	135,584	135,734	135,873	136,003	136,123	136,235	136,339	136,436	136,525	136,609	136,687	136,759	136,825	136,887	136,945	136,999	137,049

Продолжение таблицы 8.1

	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103
1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
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
4	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	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	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
19	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
20	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
22	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	-6,6	-9,9	-6,4	-10,5	-6,3	-11,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2	-6,2
24	0,0	0,0	0,0	0,0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

9	2	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	3	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	4	54,5	39,4	39,6	40,2	40,4	43,9	44,2	44,4	44,7	44,9	45,2	45,4	45,7	45,9	46,2
1	4	54,5	39,4	39,6	40,2	40,4	43,9	44,2	44,4	44,7	44,9	45,2	45,4	45,7	45,9	46,2
2	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	0,0
3	4	99,1	98,7	98,8	98,7	98,8	98,7	98,8	98,8	98,9	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,3
4	4	99,1	98,7	98,8	98,7	98,8	98,7	98,8	98,8	98,9	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,3
5	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	0,0
6	4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
7	4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
8	4	273,9	161,9	162,5	163,2	163,8	165,1	143,7	144,3	144,9	100,6	76,3	76,8	77,4	78,0	78,6
9	4	110,4	66,2	66,5	54,3	54,5	44,9	45,1	45,4	45,6	45,9	46,2	46,4	46,7	47,0	47,2
0	5	110,4	66,2	66,5	54,3	54,5	44,9	45,1	45,4	45,6	45,9	46,2	46,4	46,7	47,0	47,2
1	5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	5	110,4	66,2	66,5	54,3	54,5	44,9	45,1	45,4	45,6	45,9	46,2	46,4	46,7	47,0	47,2
3	5	8216,4	8282,6	8349,0	8403,3	8457,8	8502,7	8547,8	8593,2	8638,9	8684,8	8730,9	8777,4	8824,1	8871,0	8918,2

4	5	7	1012,	6	1013,	4	1014,	1	1015,	8	1015,	4	1016,	9	1016,	4	1017,	9	1017,	4	1018,	8	1018,	2	1019,	6	1019,	0	1020,	3	1020,	6	1020,
5	5		0,372		0,372		0,372		0,372		0,373		0,373		0,373		0,373		0,373		0,374		0,374		0,374		0,374		0,374		0,374		0,374
6	5		129,0		129,1		129,2		129,3		129,4		129,5		129,5		129,6		129,7		129,7		129,8		129,8		129,9		129,9		130,0		130,0
7	5		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,0		0,0		0,0		0,0
8	5		-0,4		-0,4		-0,4		-0,3		-0,3		-0,3		-0,2		-0,2		-0,2		-0,2		-0,2		-0,2		-0,2		-0,2		-0,1		-0,1
9	5		95,0		56,1		56,4		56,6		56,8		57,2		49,8		50,0		50,3		34,9		26,4		26,6		26,9		27,1		27,3		27,5
0	6	3	6506,	4	6562,	8	6618,	4	6675,	2	6732,	4	6789,	2	6839,	3	6889,	5	6939,	4	6974,	9	7000,	5	7027,	4	7054,	4	7081,	7	7108,	2	7136,
			97,3		95,6		95,7		117,6		117,6		143,8		124,5		124,4		124,3		85,8		64,7		64,9		65,0		65,2		65,3		65,8
			84,8		84,8		84,9		85,1		85,3		85,6		85,8		86,0		86,2		86,2		86,1		86,0		85,9		85,8		85,7		85,6
1	6		49,3		50,5		50,4		49,9		49,8		49,1		49,0		49,0		49,0		48,9		48,9		48,8		48,8		48,7		48,7		48,7
2	6		0,047		0,043		0,040		0,036		0,034		0,029		0,027		0,026		0,024		0,023		0,021		0,020		0,019		0,017		0,016		0,015
3	6	96	137,0	39	137,1	80	137,1	16	137,2	49	137,2	78	137,2	06	137,3	32	137,3	56	137,3	78	137,3	00	137,4	19	137,4	38	137,4	56	137,4	72	137,4	87	137,4

Продолжение таблицы 8.1

	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129
	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
2		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
2		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
9	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
0	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	5	9	9	9	0	0	0	0
1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,	0,	0,
3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	47,4	6,2	6,2	6,2	100,0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

7	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
8	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	0,	0,	0,	0,
1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	0,	0,	0,	0,
2	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
3	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	0,	0,	0,	0,
4	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	0,	0,	0,	0,
5	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
6	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
7	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
8	8	8	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4
9	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1	1	1	0,	0,	0,	0,
0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1	1	1	0,	0,	0,	0,
1	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,

2	4 0,4	4 0,4	4 0,4	4 0,5	4 0,5	4 0,5	4 0,5	4 0,5	4 0,5	4 0,5	4 0,5	1 4,6	1 4,6	1 4,6	1 4,6	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0
3	9 323,3	9 363,7	9 404,1	9 444,6	9 485,1	9 525,5	9 566,0	9 606,4	9 646,9	9 687,4	9 727,8	9 742,5	9 757,1	9 771,8	9 786,4	9 786,4	9 786,4	9 786,4	9 786,4
4	1 022,5	1 022,6	1 022,7	1 022,9	1 023,0	1 023,1	1 023,2	1 023,3	1 023,4	1 023,5	1 023,6	1 023,6	1 023,7	1 023,7	1 023,7	1 023,7	1 023,7	1 023,7	1 023,7
5	0, 375	0, 375	0, 375	0, 375	0, 375	0, 375	0, 375	0, 375	0, 375	0, 375	0, 375	0, 376	0, 376	0, 376	0, 376	0, 376	0, 376	0, 376	0, 376
6	1 30,2	1 30,3	1 30,3	1 30,3	1 30,3	1 30,3	1 30,3	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4	1 30,4
7	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0
8	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0
9	2 9,0	2 9,2	2 1,6	2 1,8	2 1,9	2 2,1	2 2,2	2 2,3	2 2,3	2 2,3	2 2,3	2 2,3	2 2,3	2 2,3	2 2,3	2 2,3	2 2,3	1 6,2	1 6,2
0	7 363,2	7 392,4	7 414,0	7 435,8	7 457,7	7 479,8	7 502,1	7 524,3	7 546,6	7 568,8	7 591,1	7 613,4	7 635,7	7 658,0	7 680,2	7 702,5	7 724,8	7 741,1	7 757,3
	8 1,4	8 1,8	6 0,6	6 1,0	6 1,5	6 1,9	6 2,3	6 2,3	6 2,4	6 2,4	6 2,4	1 72,3	1 72,4	1 72,4	1 72,5	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0
	8 5,1	8 5,1	8 5,0	8 4,9	8 4,8	8 4,7	8 4,6	8 4,5	8 4,4	8 4,3	8 4,2	8 4,4	8 4,5	8 4,6	8 4,7	8 5,0	8 5,2	8 5,4	8 5,6
1	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	5 7,4	0, 0	0, 0	0, 0	0, 0
2	0, 009	0, 009	0, 008	0, 008	0, 007	0, 007	0, 006	0, 006	0, 005	0, 005	0, 005	0, 003	0, 002	0, 002	0, 002	0, 000	0, 000	0, 000	0, 000
3	1 37,580	1 37,588	1 37,596	1 37,604	1 37,611	1 37,618	1 37,624	1 37,630	1 37,635	1 37,640	1 37,645	1 37,647	1 37,650	1 37,652	1 37,654	1 37,654	1 37,654	1 37,654	1 37,654

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В процессе разработки месторождения необходимо осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки, получение информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектирования мероприятий по их усовершенствованию.

В рамках реализуемого проекта для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении предлагается проводить следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

На всех разрабатываемых объектах должны проводиться исследования с целью контроля разработки в соответствии обязательными комплексами исследований, учитывающими специфику геолого-физических свойств месторождения и особенности применяемой системы разработки.

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования рекомендуется проводить в действующих добывающих, нагнетательных с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация, до и после мероприятия.

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах (приемистости) должна поступать систематически.

Измерение изменения дебитов должно проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

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.

Замеры обводненности для высокообводненных скважин ($> 90\%$) должны проводиться еженедельно.

Определение пластового давления

По добывающим скважинам периодичность замера пластового давления установлена 1 раз в 6 месяцев. 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.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым 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 (с помощью эхолотов) и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Контроль пластового давления является одной из важнейших задач контроля разработки месторождения. Согласно требованиям контроля пластового давления, замеры давления по скважинам должны быть представительными, но при этом, по возможности, минимизирующими потерю добычи продукции и отставание закачки. Необходимо проводить одновременный замер пластовой температуры и давления.

Сложные гидродинамические исследования

Проведение комплекса ГДИ (исследования МУО, КВД) рекомендуется проводить при вводе каждой новой скважины в эксплуатацию, до и после проведения ГТМ, и далее по мере необходимости.

Полученные в процессе гидродинамических исследований параметры продуктивных пластов являются наиболее объективными с точки зрения изучения процессов фильтрации, оценки качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважин.

При исследовании скважин методом установившихся отборов (МУО) рекомендуется последовательная отработка скважины минимум на 3 режимах прямым ходом и в одном оптимальном режиме обратным ходом до их соответствия установившемуся состоянию.

При замере дебита обязательно проведение замеров содержания воды и

мехпримесей.

Замеры давлений и температуры - устьевых (трубного и затрубного), забойных на каждом установившемся режиме.

Классически ГДИ выполняются с использованием скважинных манометров. Для получения хороших результатов ГДИ необходимо соблюдать несколько общеизвестных принципов:

- Хорошие метрологические характеристики манометров;
- Минимизация влияния ствола скважины, для чего рекомендуется устанавливать датчик в интервале исследуемого пласта с его изоляцией при помощи пакера;
- Достаточная длительность КВД и радиус исследований;
- Современные методы и высокое качество интерпретации;
- Наличие достоверной PVT-модели.

При интерпретации исследований КВД и МУО рекомендуется определение следующих параметров, в наиболее полной мере характеризующих фильтрационно-емкостные свойства пластов в исследуемых интервалах: пластовые и забойные давления, дебиты газа и конденсата, коэффициент продуктивности, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, границы исследования, скин-эффект.

По нефтяным залежам месторождения рекомендуется проведение ГДИС по всем новым скважинам, вводимых из бурения на I, II и III объекты согласно рекомендуемому 3 варианту перед вводом в эксплуатацию, по добывающим переходящим скважинам до и после проведения ГТМ.

Промыслово-геофизические методы исследования скважин и керна

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 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 (вода, продукт).

В лабораторных условиях должны определяться следующие показатели:

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным дифференциального и контактного разгазирования (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объёмный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки и др.);
- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный, углеводородный и компонентный составы), наличие соли и мехпримесей в нефти;
- полный химико-физический анализ пластовой воды согласно РД.

Комплекс физико-химических исследований нефти

Пластовые пробы нефти должны быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока. Выбор скважин для отбора глубинных проб осуществляется геологической службой недропользователя и согласовывается с предприятием, выполняющим авторский надзор за разработкой.

Для уточнения физико-химических свойств и термобарических условий продуктивных горизонтов, в дальнейшем рекомендуется проводить анализ глубинных проб нефти и замеры пластовых давлений с соблюдением необходимой продолжительности остановки скважины.

По нефтяным горизонтам необходимо исследовать верхние горизонты, по которым отсутствуют пробы. Также необходимо определить фазовое состояние пластового флюида по горизонту Ю-IX по скважине Сазтобе В.-1А. Список рекомендуемых скважин и интервалов для отбора проб представлены в таблице 9.1.1.

Таблица 7.2.1 - Рекомендуемые скважины и интервалы для отбора проб пластового флюида

Скважина	Интервал отбора	Горизонт
Сазтобе В.-1А	2674-2682	Ю-II
Сазтобе В.-1А	2732-2737	Ю-IIIБ
Сазтобе В.-1А	3068-3088	Ю-IX
105	3092,2-3113,4	Ю-IX
105	3179,9-3181,9	Ю-XI
Сазтобе-2	3225-3245	Ю-XIIБ

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время разработки изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают в себя отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (pH), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенные газы;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. 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 соответствия требованиям, предъявляемым к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой представлен в таблице 9.1.2.

Таблица 7.2.2 - Комплекс исследований для контроля процесса разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1	2	3	4
1	Замер дебитов и приемистости	– 1 раз в неделю	– Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ – 1 раз в неделю
2	Определение обводненности продукции добывающих скважин	– 1 раз в неделю	
3	Определение газового фактора	– 1 раз в месяц	
4	Определение пластового давления и пластовой температуры	– Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – 1 раз в 6 месяцев	– Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ – 1 раз в 6 месяцев
5	Определение забойного давления	– Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – 1 раз в квартал	– Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ – 1 раз в квартал
6	Определение содержания конденсата при рабочих условиях	– Два раза в год по всем добывающим скважинам	
7	Определение физико-химических свойств стабильного конденсата	– Два раза в год по всем добывающим скважинам	
8	Исследование методом восстановления давления (уровня)	– Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – ежегодно	– Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ – ежегодно
9	Исследование методом установившихся режимов	– Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. – По мере необходимости	– Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах. – По мере необходимости
10	Исследование профиля притока/приемистости	– Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ. – По мере необходимости	– Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ. – По мере необходимости
11	Оценка текущей нефтенасыщенности, контроль за положением ВНК	– Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. – По мере необходимости	
12	Отбор глубинных и поверхностных проб флюидов и физико-химический анализ газа, конденсата	В скв. Сазтобе В.-1А из горизонтов Ю-П, Ю-ШБ, Ю-IX По мере необходимости	
13	Отбор проб воды для определения состава и качества в добывающих и нагнетательных скважинах	– Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. – По мере необходимости	– Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах. – По мере необходимости
14	Профилактическое обследование технического состояния обсадных колонн	– Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. – По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	– Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ. – По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей природной среды» к «Дополнение к проекту разработки Сазтобе Восточный» выполнена службой экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК №280 от 30.07.2021г «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

10.1 Природно-климатическая характеристика района

Климат резко континентальный, засушливый, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 203,0 мм в год).

Зимний период (декабрь-середина февраля) складывается в основном циклонами Северо- западных и Северо-восточных направлений, по основной характеристике - умеренно холодный, ветренный. Температура воздуха днем -8, -15°C, ночью до -25°C, в цикличности – суровость зимнего периода нестабильна, местами из-за порывистых ветров достигающая до -35°C (максимально до - 40°C).

Летний период теперь, по состоянию средне-декадных наблюдений и влияния сухих циклонов с Иранского и Средне-туркменского нагорий, попадает на конец мая и до конца сентября, образуя очень сухой, пылеватый с элементами солончаковых примесей с Арала и высыхающего залива Мёртвый Култук, тем самым влияя на флору, животноводство и общую фауну. Температура воздуха днем +25-30°C (максимальная +43°C), ночью +15-25°C. В начале и конце сезона ночи прохладные до +5°C. Осадки выпадают редко (преимущественно в июне и в сентябре) в виде кратковременных ливневых дождей, зачастую с грозами. Периодически раз в 2 недели наблюдаются порывистые ветра приносящие промежуточные засухи на флору и осушения почвенного покрова. Относительная влажность воздуха варьируется, между от 40% в прибрежных районах к Прорве и Толкыну, далее опускается до 12-17% в районах Бейнеу и Боранколя.

Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль) за год	-7,10C
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+36,9C
Годовое количество осадков	203,0 мм
Число дней с пыльными бурями	8 дней
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	4 м/с
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	-2,00C

Таблица 10.1.2 – Повторяемость направлений ветра и штилей и роза ветров

С	СШ(СВ)	Ш(В)	ОШ(ЮВ)	О(Ю)	ОБ(ЮЗ)	Б(З)	СБ(СЗ)	Штиль
6	9	20	20	5	9	12	11	8

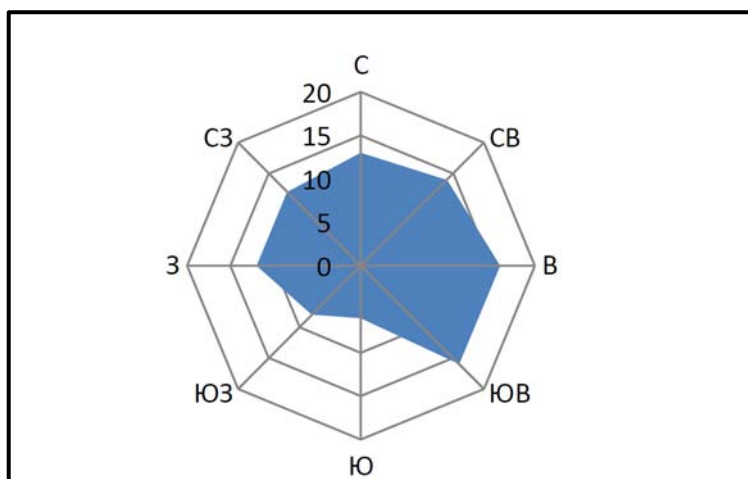


Рисунок 10.1.1 – Роза ветров

10.2 Мониторинг состояния окружающей среды

Согласно Экологического Кодекса РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г для наблюдения и изучения состояния природных компонентов месторождения была составлена и утверждена программа Производственного экологического контроля (ПЭК). В рамках программы ПЭК выполнялся экологический мониторинг, результаты анализов которого приводятся в отчетах по производственному экологическому контролю объектов ТОО «КазахТуркМунай» месторождения Восточное Сазтобе.

Задачей ПЭК является получение объективных данных о параметрах производственных процессов, производственных факторов воздействия на компоненты окружающей среды и изменений состояния окружающей среды под воздействием хозяйственной деятельности. Данный раздел представляет собой анализ отчетов производственных экологических мониторингов за 2025г. Оценка изменений состояния конкретных природных объектов проводится на основании сравнения данных регулярных наблюдений за параметрами компонентов окружающей среды и нормативных показателей.

10.3 Анализ современного состояния атмосферного воздуха

В производственном процессе проектируемых объектов обращаются такие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества как нефть и попутный газ.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих промышленных и гражданских сооружений, инженерных сетей в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными расстояниями. На месторождении пожаротушение осуществляется подручными инвентарными средствами (ВНТП 3-85).

ТОО «Казахтуркмунай» действующее предприятие, которое имеет план ликвидации возможных аварий, в котором предусматриваются оперативные действия персонала по предупреждению ЧС, в соответствии с п. 12.9 ПБНГП РК.

Таблица 10.3.1 – Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны за I-IV кварталы 2025 г

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/ м³				Норма ПДК м.р. мг/м³	Наличие превышения ПДК
		2021 год					
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал		
Граница СЗЗ север	Диоксид азота	0,075	0,068	0,052	0,058	0,2	Отсутствуют
	Сероводород	0,00041	0,00032	0,00045	0,00038	0,008	Отсутствуют
	Оксид углерода	1,23	1,17	1,21	1,18	5,0	Отсутствуют
	Диоксид серы	0,021	0,018	0,023	0,013	0,5	Отсутствуют
	Сажа	0,069	0,056	0,038	0,026	0,15	Отсутствуют
	Углеводороды C1-C5	2,1	1,4	1,5	1,6	50,0	Отсутствуют
	Углеводороды C6-10	1,2	1,7	1,4	1,8	30,0	Отсутствуют
	Углеводороды C12-C19	0,086	0,072	0,071	0,056	1,0	Отсутствуют
Граница СЗЗ Юг	Диоксид азота	0,045	0,038	0,043	0,041	0,2	Отсутствуют
	Сероводород	0,00052	0,00042	0,00036	0,00025	0,008	Отсутствуют
	Оксид углерода	1,31	1,12	1,23	1,11	5,0	Отсутствуют
	Диоксид серы	0,041	0,026	0,021	0,015	0,5	Отсутствуют
	Сажа	0,072	0,045	0,041	0,032	0,15	Отсутствуют
	Углеводороды C1-C5	1,1	1,7	1,8	1,7	50,0	Отсутствуют
	Углеводороды C6-10	1,5	1,8	1,3	1,7	30,0	Отсутствуют
	Углеводороды C12-C19	0,056	0,045	0,038	0,045	1,0	Отсутствуют
Граница СЗЗ Запад	Диоксид азота	0,063	0,052	0,041	0,032	0,2	Отсутствуют
	Сероводород	0,00041	0,00038	0,00043	0,00036	0,008	Отсутствуют
	Оксид углерода	1,43	1,25	1,32	1,23	5,0	Отсутствуют
	Диоксид серы	0,033	0,021	0,032	0,021	0,5	Отсутствуют
	Сажа	0,056	0,036	0,031	0,025	0,15	Отсутствуют
	Углеводороды C1-C5	0,8	1,9	1,4	1,5	50,0	Отсутствуют
	Углеводороды C6-10	1,4	1,6	1,2	1,6	30,0	Отсутствуют
	Углеводороды C12-C19	0,078	0,063	0,045	0,038	1,0	Отсутствуют
Граница СЗЗ Восток	Диоксид азота	0,085	0,068	0,052	0,041	0,2	Отсутствуют
	Сероводород	0,00047	0,00031	0,00039	0,00034	0,008	Отсутствуют
	Оксид углерода	1,27	1,34	1,26	1,21	5,0	Отсутствуют
	Диоксид серы	0,025	0,018	0,024	0,026	0,5	Отсутствуют
	Сажа	0,064	0,025	0,029	0,021	0,15	Отсутствуют
	Углеводороды C1-C5	1,7	1,6	1,3	1,4	50,0	Отсутствуют
	Углеводороды C6-10	2,4	1,8	1,1	1,3	30,0	Отсутствуют
	Углеводороды C12-C19	0,065	0,052	0,038	0,025	1,0	Отсутствуют

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

В процессе разработки раздела ООС, была проведена оценка современного состояния окружающей среды территории по результатам фондовых материалов и натурных исследований, определены характеристики намечаемой хозяйственной деятельности, выявлены возможные потенциальные воздействия от проектируемых работ.

В результате намечаемой хозяйственной деятельности с учетом выполнения природоохранных мероприятий наблюдаются остаточные последствия воздействий. Оценку значимости остаточных последствий можно проводить по следующей шкале:

Величина:

- пренебрежимо малая: без последствий;
- малая: природные ресурсы могут восстановиться в течение 1 сезона;
- незначительная: ресурсы восстановятся, если будут приняты соответствующие природоохранные меры;
- значительная: значительный уровень природным ресурсам, требующий интенсивных мер по снижению воздействия.

Зона влияния:

- локального масштаба: воздействия проявляются только в области непосредственной деятельности;
- небольшого масштаба: в радиусе 100 м от границ производственной активности;
- регионального масштаба: воздействие значительно выходит за границы активности.

Продолжительность воздействия:

- короткая: только в течение проводимых работ (срок проведения работ);
- средняя: 1-3 года;
- длительная: больше 3-х лет.

Для оценки воздействия проектируемых работ по каждому природному ресурсу используются вышеприведенные категории.

В рассматриваемом разделе ООС представлены возможные потенциальные воздействия на компоненты окружающей среды при строительных работах:

- на атмосферный воздух;
- физическое (шумовое);
- на геологическую среду;

- на поверхностные и подземные воды;
- на почвенный покров и почву;
- на растительный покров;
- на социально-экономическую ситуацию (состояние здоровья населения);
- на памятники истории и культуры.

Климат района резкоконтинентальный с продолжительной холодной зимой устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, постоянно дующие ветры.

При проведении инвентаризации источников выбросов вредных веществ планируемого производства, выявлены источники загрязняющих веществ и оценено их воздействие на воздушный бассейн района.

Основными загрязняющими атмосферу веществами при обустройстве будут вещества, выделяемые при работе двигателей строительной техники и транспорта, а также пыль, образуемая при их движении и при осуществлении земляных работ.

Суммарные выбросы на период планируемых работ составляют:
0,27019401363 т/г в том числе:

- газообразные – 0,23560753649 т/период;
- твердые – 0,03458647714т/период.

Характер воздействия. Воздействие на атмосферный воздух носит локальный характер, то есть воздействие этих источников проявляется в радиусе меньше 500 м, в пределах нормативной санитарно-защитной зоны. По продолжительности воздействие будет кратковременным.

Уровень воздействия. Содержание загрязняющих веществ в отходящих газах проектируемого объекта соответствует нормативным требованиям. Так как работы носят временный характер, то зона проведения работ рассматривается как рабочая зона.

Анализ данных расчета выбросов вредных веществ в атмосферу показал, что содержание загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в целом не превышает нормативных требований к воздуху в рабочей зоне.

Уровень воздействия – незначительный.

Природоохранные мероприятия. При проведении работ с минимальными воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных

решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 154 м от площадки буровой, с учетом розы ветров.

Остаточные последствия. Остаточные последствия воздействия на качество атмосферного воздуха будут минимальными при условии выполнения проектируемых рекомендаций по охране атмосферного воздуха.

Обоснование размеров санитарно-защитной зоны

Согласно Санитарно-эпидемиологическому заключению на «Проект обоснование размера санитарно-защитной зоны для промплощадок ТОО «КазахТуркМунайгаз» размер санитарно-защитной зоны для месторождения Сазтобе Восточное установлен не менее 500 м.

10.4 Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- соблюдение технологического регламента;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

10.5 Анализ образования объемов отходов производства и потребления

Загрязнение окружающей природной среды промышленными отходами имеет негативное последствие для компонентов природной среды, в первую очередь для почвы и водной среды. Размещение отходов в природной среде приводит к нарушению почвенно-растительных структур, уплотнению почв, опасности возникновения эрозии почвы, нарушению кислородного баланса, усугублению опасности экоцида.

В процессе производства на территории месторождения Сазтобе Восточный образуются различные виды производственных и твердо-бытовых отходов. Твердо-бытовые и промышленные отходы месторождения собираются в емкости и по мере накопления вывозятся согласно договору со специализированными организациями.

10.6 Анализ современного состояния почвенного покрова

Описываемая территория по почвенно-географическому районированию относится к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни. Аридность климатических условий территории, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, слабую

выщелоченность от карбонатов и легкорастворимых солей, повышенную щелочность почвенных растворов и широкое проявление процессов солонцевания почв.

Почвы района обладают низким агроэкологическим потенциалом, непригодны для земледелия без орошения и могут использоваться только в качестве малопродуктивных пастбищных земель. Отсутствие задернованности поверхностных горизонтов, слабая гумусированность и засоленность почв определяют их низкую природную устойчивость и легкую ранимость под влиянием антропогенных воздействий.

Мониторинг почвенного покрова

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработка рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках (СЭП)*, на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

10.7 Растительный мир

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах нефти, пластовых вод, с буровыми сточными водами, буровыми шламами, хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, при случайных разливах ГСМ.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ и эксплуатации скважин.

10.8 Животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.)
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта.

10.9 Охрана недр

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи природных ресурсов, направленных на рациональное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и разрушения нефтесодержащих пород.

Основной задачей мероприятий по охране недр в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального извлечения запасов нефти и газа, а также других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

Мероприятия по охране недр

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе обустройства является движение транспорта.

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 в период обустройства на геологическую среду.

Характер воздействия. Воздействие на геологическую среду будет наблюдаться как на верхние части геологической среды, через почво-грунты при передвижении специальной техники по площади работ и строительных работах, аварийных разливах опасных материалов. Кратковременный период работ в сочетании с небольшими объемами работ, которые не наносят значительного ущерба окружающей среде, характеризуют воздействие на геологическую среду как незначительное.

Уровень воздействия. Уровень воздействия – минимальный, так как проектируемые работы не могут вызвать необратимого нарушения целостности состояния горных пород.

Природоохранные мероприятия. Разработка других природоохранных мероприятий не требуется, ввиду предусмотренных проектом инженерных решений при проведении работ.

Остаточные последствия. Пренебрежимо малые.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пробуренный фонд скважин на месторождении составляет 14 ед., 5 из которых находятся в действующем фонде, 2 скважины находятся в бездействующем фонде, 4 скважины находятся в ликвидированном фонде после выполнения основных задач этапа поисково-разведочного бурения. За отчетный период пробурены три скважины одна добывающая скважина №102, одна оценочная ОС-1 и одна горизонтальная скважина ГС-1, которые находятся в освоении.

В пределах среднеюрской продуктивной толщи выделено 10 продуктивных горизонтов. Продуктивные горизонты Ю-II – Ю-III приурочены к келловейскому ярусу, Ю-IV – XII – к бат-байосскому ярусу.

Строение залежей сложное, которое связано с фациальной изменчивостью пород по площади, с неоднородностью пород-коллекторов по вертикали и латерали, разной насыщенностью пород. Структура протяженная, состоящая из нескольких сводов, разбитая тектоническими нарушениями, при этом наблюдается низкая разбуренность скважинами, особенно в периферийных частях.

При бурении новых скважин следует предусмотреть отбор и анализ керна, провести, кроме стандартных, специальные исследования керна с целью обоснования граничных значений коллекторов (Кпр, Кп, Кн), получения основных петрофизических зависимостей, определения начальной и остаточной газонасыщенности, а также смачиваемости коллектора, капиллярных давлений, коэффициентов вытеснения.

При проведении опробования необходимо выполнить, соответственно, гидродинамические исследования, получить информацию о пластовом давлении и температуре, продуктивности коллекторов, произвести отбор глубинных и поверхностных проб для определения физико-химических свойств пластовых флюидов, в частности потенциальное содержание конденсата.

12 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Сазтобе Восточное на момент составления настоящего «Проекта разработки...», разрабатывается согласно дополнению №3 от 18.01.2018г. к Договору №1 на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти от 31.05.1994г. между МЭ и ТОО «КазахТуркМунай».

На 01.01.2026г фактическая накопленная сумма отчисления составляет **116 741 320** тенге.

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования ТОО «Казахтуркмунай» на месторождении Елемес Западный, Сазтобе Восточное, Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное» с учетом инфляции.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

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, фактически 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. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

По рекомендуемому варианту разработки на конец контрактного периода фонд скважин, подлежащих ликвидации составит 20 ед., из них 15 добывающая, 1 нагнетательная, 2 скважины в бездействии, 1 скважина в консервации и 1 водозаборная скважина. Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригада/часа. В стоимость ликвидации скважин входит рекультивация площади скважин и

установка репер тумбы. Стоимость 1 бригада/часа составляет 108 108 тенге. Стоимость ликвидации одной скважины составит 25 681 056 тенге. Сумма ликвидации 20 скважин составит **513 621 120** тенге.

Таблица 10.9.1 - Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант)

Наименование работ	Ед. изм.	Сазтобе Восточное
Демонтаж нефтепровода "Сазтобе-Елемес"	тыс.тенге	32 696,723
Демонтаж нефтепровода "СЗУ-2-Сазтобе"	тыс.тенге	15 090,796
Демонтаж нефтепровода "Сазтобе-Толкын"	тыс.тенге	22 133,166
Демонтаж выкидных линий скважин Сазтобе	тыс.тенге	14 897,323
Демонтаж оборудования и зданий СВ		22 202,197
Блок дозировки реагентов	тыс.тенге	519,184
АГЗУ Спутник АМ-40-8-400	тыс.тенге	53,726
Нефтегазовый сепаратор НГС-1-1,6-1600-2	тыс.тенге	458,947
Газовый сепаратор ГС-1-2,5-600-0,8	тыс.тенге	80,995
Факельный сепаратор	тыс.тенге	177,963
Газосепаратор сетчатый ГС-1-2,5-600-1	тыс.тенге	25,259
Резервуар вертикальный стальной 100м3	тыс.тенге	7 840,805
Резервуар вертикальный стальной 75м3	тыс.тенге	1 311,077
Резервуар вертикальный стальной 60м3	тыс.тенге	534,695
Газогенератор	тыс.тенге	1 489,642
Дизель-генератор САТ-3306	тыс.тенге	63,785
Факел высокого давления	тыс.тенге	295,302
Свеча продувочная длиной 25 м диаметром 57 мм	тыс.тенге	375,259
Нефтеналивная эстакада	тыс.тенге	2 255,678
Пожарное депо	тыс.тенге	2 820,794
Пожарная насосная	тыс.тенге	793,659
Воздушная компрессорная	тыс.тенге	411,994
Электрощитовая	тыс.тенге	82,399
Операторная	тыс.тенге	335,821
Насосная	тыс.тенге	182,650
Сепарационно-замерная установка -1	тыс.тенге	49,573
Внутрипромысловые ЛЭП	тыс.тенге	2 081,464
Всего	тыс.тенге	107 058,675

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 10.9.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс.тенге	513 621,120
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тыс.тенге	107 058,675
Рекультивация земли	тыс.тенге	8 938,312
Платежи за выбросы	тыс.тенге	12 592,362
Всего ликвидационный фонд	тыс.тенге	642 171,229
Накопленные средства	тыс.тенге	116 741,320
Остаточные ликвидационные отчисления	тыс.тенге	525 429,909
Отчисления, подлежащие выплате с учетом инфляции	тыс.тенге	1 267 382,943
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. тонн	1 068,012
Базовый норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонну	1 186,67

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2026 до конца рентабельного периода 2048г, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

В таблице 12.3 приведен расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Таблица 12.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти и конденсата	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ЛФ
	тыс.т	тг/т	тыс.тг
2026	18,44	1186,675	21 878,79
2027	24,31	1186,675	28 853,05
2028	31,07	1186,675	36 864,48
2029	34,71	1186,675	41 186,33
2030	36,76	1186,675	43 627,42
2031	44,10	1186,675	52 329,47
2032	48,92	1186,675	58 049,67
2033	55,20	1186,675	65 507,17
2034	72,99	1186,675	86 613,87
2035	85,72	1186,675	101 722,74
2036	78,36	1186,675	92 984,53
2037	71,69	1186,675	85 076,59
2038	65,73	1186,675	77 994,42
2039	60,63	1186,675	71 942,77
2040	53,75	1186,675	63 786,58
2041	49,27	1186,675	58 471,46
2042	45,23	1186,675	53 667,47
2043	40,93	1186,675	48 569,73
2044	36,07	1186,675	42 805,50
2045	32,12	1186,675	38 110,89
2046	29,59	1186,675	35 114,20
2047	27,27	1186,675	32 366,02
2048	25,16	1186,675	29 859,80
Итого	1068,01	1186,675	1 267 382,943

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П 4.2.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 2

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, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	1	1	0	6	0	0	1	0,0	0	0	0	0	0	3	0	8,5	13,0	0,0
2027	1	1	0	7	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	13,1	18,5	0,0
2028	0	0	0	7	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	14,4	22,0	0,0
2029	1	1	0	8	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	5	0	14,0	22,4	0,0
2030	0	0	0	8	0	0	0	0,0	1	0	0	0	0	5	1	13,3	22,0	76,1
2031	1	1	0	9	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	1	12,3	21,9	38,7
2032	1	1	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	7	1	11,9	22,2	51,8
2033	1	1	0	11	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	8	1	11,8	23,1	65,2
2034	3	3	0	14	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	11	1	13,9	25,4	83,7
2035	1	1	0	15	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	12	1	15,0	26,8	108,0
2036	1	1	0	16	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	13	1	13,5	26,0	125,7
2037	2	2	0	18	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	15	1	11,9	23,5	140,0
2038	2	2	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	17	1	10,5	21,1	154,2
2039	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	17	1	9,6	20,6	166,8
2040	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	17	1	8,8	20,8	178,4
2041	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	17	1	8,0	21,0	189,0
2042	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	17	1	7,2	21,2	199,3
2043	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	2	2	0	15	1	6,9	22,2	204,5
2044	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	14	1	6,6	22,5	205,2
2045	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	13	1	6,2	24,8	224,5
2046	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	13	1	5,7	24,4	225,7
2047	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	13	1	5,2	24,9	237,1
2048	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	13	1	4,8	25,5	230,6
2049	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	13	1	4,4	26,1	241,2
2050	0	0	0	20	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	13	1	4,0	26,6	252,0

Таблица П 4.2.2 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 2

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.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	всего		годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2026	8,0	1,0	1,1	72,0	9,2	0,026	12,3	107,3	34,6	0,0	0,0	0,0	0,0	19,777	31,994	2462,4
2027	14,4	1,8	2,0	86,4	11,0	0,032	20,4	127,6	29,2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,285	41,279	643,8
2028	19,5	2,5	2,8	105,9	13,5	0,039	29,7	157,4	34,5	0,0	0,0	0,0	0,0	8,435	49,713	433,0
2029	21,2	2,7	3,1	127,1	16,2	0,047	34,1	191,5	37,8	0,0	0,0	0,0	0,0	7,017	56,731	331,1
2030	22,9	2,9	3,5	150,0	19,1	0,055	37,8	229,3	39,5	12,5	12,5	28,9	4,7	5,981	62,711	261,2
2031	22,0	2,8	3,5	172,0	21,9	0,063	39,2	268,5	43,8	13,4	25,9	30,5	8,3	5,070	67,781	230,3
2032	26,3	3,4	4,3	198,4	25,3	0,073	49,3	317,7	46,5	18,0	43,9	32,8	12,0	4,981	72,762	189,1
2033	30,5	3,9	5,2	228,8	29,1	0,084	59,5	377,2	48,8	22,6	66,5	34,5	15,4	4,751	77,514	156,0
2034	46,5	5,9	8,4	275,4	35,1	0,101	84,8	462,1	45,1	29,0	95,5	30,6	18,2	5,780	83,294	124,2
2035	61,4	7,8	12,0	336,8	42,9	0,124	109,9	572,0	44,2	37,4	133,0	30,4	20,5	6,453	89,747	105,1
2036	57,6	7,3	12,9	394,4	50,2	0,145	111,0	683,0	48,1	43,6	176,5	35,5	22,9	5,697	95,444	98,9
2037	56,5	7,2	14,5	450,9	57,4	0,165	111,8	794,8	49,4	48,6	225,1	39,5	25,2	4,980	100,425	88,1
2038	57,3	7,3	17,2	508,2	64,7	0,186	115,3	910,1	50,3	53,5	278,5	42,3	27,3	4,704	105,129	82,1
2039	55,5	7,1	20,0	563,7	71,8	0,207	119,0	1029,1	53,4	57,8	336,4	44,9	29,3	4,296	109,425	77,5
2040	50,6	6,5	22,9	614,3	78,3	0,225	120,2	1149,3	57,9	61,9	398,2	48,4	31,2	3,767	113,192	74,4
2041	46,1	5,9	27,0	660,4	84,1	0,242	121,4	1270,7	62,1	65,5	463,8	51,7	33,0	3,301	116,493	71,7
2042	41,9	5,3	33,6	702,3	89,5	0,258	122,7	1393,3	65,8	69,1	532,9	54,8	34,8	2,901	119,394	69,2
2043	37,6	4,8	45,4	739,9	94,2	0,271	120,5	1513,9	68,8	70,9	603,8	57,9	36,5	2,553	121,946	67,9
2044	33,5	4,3	74,1	773,3	98,5	0,284	114,4	1628,3	70,8	71,2	674,9	61,7	38,2	2,180	124,126	65,2
2045	29,5	3,8	100,0	802,8	102,3	0,295	117,9	1746,1	75,0	77,9	752,8	66,8	39,9	1,839	125,965	62,4
2046	27,0	3,4	100,0	829,8	105,7	0,304	115,8	1861,9	76,7	78,2	831,0	68,9	41,6	1,641	127,606	60,8
2047	24,7	3,1	100,0	854,5	108,8	0,313	118,3	1980,2	79,1	82,2	913,3	71,5	43,2	1,468	129,074	59,5
2048	22,6	2,9	100,0	877,1	111,7	0,322	120,9	2101,1	81,3	80,0	993,2	68,7	44,5	1,316	130,391	58,2
2049	20,7	2,6	100,0	897,8	114,4	0,329	123,6	2224,8	83,2	83,6	1076,9	71,0	45,9	1,207	131,597	58,2
2050	19,0	2,4	100,0	916,8	116,8	0,336	126,4	2351,2	85,0	87,4	1164,2	73,1	47,2	1,085	132,682	57,1

Таблица П 4.2.3 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2

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, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	8,7	15,3	0,0
2027	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	14,5	21,6	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	15,7	26,3	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	13,3	25,9	0,0
2030	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	12,2	25,5	0,0
2031	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	11,3	25,5	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	10,4	25,7	0,0
2033	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	9,6	25,7	0,0
2034	1	1	0	4	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	16,7	30,6	0,0
2035	1	1	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	19,5	32,0	0,0
2036	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	18,2	32,1	0,0
2037	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	17,0	31,8	0,0
2038	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	15,9	31,9	0,0
2039	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	15,0	31,9	0,0
2040	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	14,2	31,9	0,0
2041	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	13,3	31,9	0,0
2042	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	12,4	32,0	0,0
2043	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	3	0	11,6	32,0	0,0
2044	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	10,8	32,9	0,0
2045	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	10,1	33,0	0,0
2046	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	9,5	33,1	0,0
2047	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	8,8	33,2	0,0
2048	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	8,3	33,4	0,0
2049	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	7,7	33,5	0,0
2050	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	7,2	33,6	0,0

Таблица П 4.2.4 – Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2

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.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	всего		годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2026	5,5	1,4	1,6	57,5	15,0	0,047	9,6	87,4	42,7	0,0	0,0	0,0	0,0	18,241	29,529	3333,7
2027	8,1	2,1	2,5	65,6	17,1	0,053	12,0	99,4	32,8	0,0	0,0	0,0	0,0	7,666	37,194	951,3
2028	10,3	2,7	3,2	75,9	19,8	0,062	17,3	116,7	40,3	0,0	0,0	0,0	0,0	6,598	43,793	638,7
2029	9,0	2,3	2,9	84,9	22,1	0,069	17,5	134,3	48,7	0,0	0,0	0,0	0,0	4,859	48,651	540,6
2030	8,2	2,1	2,8	93,2	24,3	0,076	17,2	151,5	52,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,574	52,226	433,3
2031	7,6	2,0	2,6	100,8	26,2	0,082	17,2	168,7	55,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2,830	55,056	371,4
2032	7,0	1,8	2,5	107,8	28,1	0,088	17,3	186,0	59,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,079	57,134	295,3
2033	6,5	1,7	2,3	114,3	29,8	0,093	17,4	203,4	62,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,536	58,670	237,3
2034	17,0	4,4	6,3	131,3	34,2	0,107	31,3	234,6	45,5	0,0	0,0	0,0	0,0	2,370	61,040	139,0
2035	26,7	7,0	10,6	158,0	41,2	0,129	43,8	278,5	39,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,614	63,653	97,9
2036	25,0	6,5	11,0	183,0	47,7	0,149	43,9	322,4	43,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,265	65,919	90,8
2037	23,3	6,1	11,6	206,3	53,7	0,168	43,6	365,9	46,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,716	67,635	73,6
2038	21,8	5,7	12,2	228,1	59,4	0,186	43,6	409,6	50,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,517	69,152	69,7
2039	20,6	5,4	13,2	248,7	64,8	0,203	43,6	453,2	52,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,365	70,517	66,3
2040	19,5	5,1	14,4	268,1	69,8	0,219	43,7	496,9	55,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,236	71,753	63,5
2041	18,2	4,7	15,7	286,3	74,6	0,233	43,7	540,6	58,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,113	72,866	61,2
2042	17,0	4,4	17,4	303,3	79,0	0,247	43,8	584,4	61,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,007	73,874	59,3
2043	15,9	4,1	19,7	319,2	83,1	0,260	43,8	628,2	63,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,916	74,789	57,7
2044	14,8	3,9	22,9	334,0	87,0	0,272	45,0	673,1	67,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,835	75,625	56,3
2045	13,9	3,6	27,7	347,9	90,6	0,283	45,1	718,3	69,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,765	76,389	55,2
2046	13,0	3,4	35,8	360,8	94,0	0,294	45,3	763,5	71,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,702	77,092	54,2
2047	12,1	3,2	52,2	372,9	97,1	0,304	45,4	809,0	73,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,647	77,739	53,4
2048	11,3	2,9	100,0	384,2	100,1	0,313	45,7	854,7	75,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,597	78,336	52,7
2049	10,6	2,8	100,0	394,8	102,8	0,322	45,9	900,6	76,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,576	78,911	54,4
2050	9,9	2,6	100,0	404,7	105,4	0,330	46,0	946,6	78,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,531	79,442	53,6

Таблица П 4.2.5 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2

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, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	2	0	0	1	0,0	0	0	0	0	0	1	0	8,0	8,5	0,0
2027	1	1	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	11,6	15,3	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	13,2	17,9	0,0
2029	1	1	0	4	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	14,5	19,6	0,0
2030	0	0	0	4	0	0	0	0,0	1	0	0	0	0	3	1	14,1	19,8	76,1
2031	1	1	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	1	13,0	19,8	38,7
2032	1	1	0	6	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	5	1	12,5	20,7	51,8
2033	0	0	0	6	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	5	1	12,1	21,9	65,2
2034	1	1	0	7	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	1	11,3	22,6	83,7
2035	0	0	0	7	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	1	11,4	23,8	108,0
2036	1	1	0	8	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	7	1	10,0	22,5	125,7
2037	2	2	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	1	8,8	18,8	140,0
2038	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	1	7,6	17,0	154,2
2039	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	1	6,8	17,3	166,8
2040	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	1	6,1	17,7	178,4
2041	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	1	5,4	18,0	189,0
2042	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	9	1	4,8	18,4	199,3
2043	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	8	1	4,7	19,9	204,5
2044	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	7	1	4,4	19,3	205,2
2045	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	6	1	4,1	24,1	224,5
2046	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	1	3,7	22,9	225,7
2047	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	1	3,3	24,0	237,1
2048	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	1	2,9	24,8	230,6
2049	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	1	2,6	26,0	241,2
2050	0	0	0	10	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	6	1	2,4	27,2	252,0

Таблица П 4.2.6 – Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2

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.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	всего		годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2026	2,6	0,9	0,9	14,1	4,7	0,014	2,7	19,0	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,536	2,423	600,0
2027	6,4	2,1	2,2	20,4	6,9	0,021	8,4	27,4	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,619	4,042	254,4
2028	9,2	3,1	3,3	29,6	10,0	0,030	12,4	39,8	26,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,836	5,878	200,7
2029	12,2	4,1	4,6	41,8	14,1	0,043	16,6	56,3	26,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,159	8,037	176,9
2030	14,7	4,9	5,7	56,4	19,0	0,058	20,6	76,9	28,9	12,5	12,5	50,6	13,4	2,407	10,443	164,3
2031	14,4	4,8	6,0	70,8	23,8	0,072	22,0	98,9	34,5	13,4	25,9	52,0	21,8	2,240	12,683	155,6
2032	19,3	6,5	8,5	90,1	30,3	0,092	31,9	130,8	39,5	18,0	43,9	48,9	28,2	2,903	15,586	150,4
2033	21,0	7,1	10,1	111,1	37,4	0,113	38,0	168,9	44,9	22,6	66,5	52,7	33,5	3,030	18,616	144,5
2034	20,7	7,0	11,1	131,8	44,4	0,134	41,2	210,1	49,7	29,0	95,5	63,7	39,2	2,867	21,484	138,4
2035	23,6	8,0	14,3	155,5	52,3	0,158	49,6	259,7	52,3	37,4	133,0	69,0	44,6	3,158	24,642	133,6
2036	22,6	7,6	15,9	178,0	59,9	0,181	50,6	310,2	55,4	43,6	176,5	79,8	50,0	2,809	27,450	124,5
2037	24,0	8,1	20,1	202,0	68,0	0,206	51,6	361,8	53,5	48,6	225,1	86,5	55,0	2,694	30,145	112,4
2038	23,7	8,0	24,9	225,7	76,0	0,230	52,6	414,4	55,0	53,5	278,5	93,9	59,8	2,455	32,599	103,6
2039	21,1	7,1	29,6	246,8	83,1	0,252	53,7	468,2	60,7	57,8	336,4	101,9	64,4	2,084	34,684	98,6
2040	18,9	6,4	37,6	265,6	89,4	0,271	54,8	523,0	65,6	61,9	398,2	109,1	68,7	1,771	36,455	93,9
2041	16,8	5,7	53,7	282,5	95,1	0,288	56,0	578,9	69,9	65,5	463,8	115,3	72,9	1,507	37,961	89,5
2042	15,0	5,1	100,0	297,5	100,2	0,303	57,2	636,1	73,7	69,1	532,9	121,1	76,9	1,283	39,244	85,3
2043	12,8	4,3	100,0	310,4	104,5	0,316	54,9	691,0	76,6	70,9	603,8	131,0	80,8	1,089	40,333	84,9
2044	10,7	3,6	100,0	321,0	108,1	0,327	46,5	737,5	77,1	71,2	674,9	155,6	85,1	0,852	41,185	80,0
2045	8,5	2,8	100,0	329,5	110,9	0,336	49,7	787,2	83,0	77,9	752,8	163,8	89,6	0,632	41,817	74,6
2046	7,6	2,6	100,0	337,1	113,5	0,344	47,3	834,5	84,0	78,2	831,0	173,8	93,8	0,541	42,358	71,4
2047	6,8	2,3	100,0	343,8	115,8	0,350	49,5	884,0	86,3	82,2	913,3	176,2	98,0	0,464	42,822	68,4
2048	6,1	2,0	100,0	349,9	117,8	0,357	51,1	935,1	88,1	80,0	993,2	167,6	101,3	0,398	43,219	65,5
2049	5,4	1,8	100,0	355,3	119,6	0,362	53,5	988,6	89,8	83,6	1076,9	168,7	104,6	0,341	43,560	62,8
2050	4,9	1,6	100,0	360,2	121,3	0,367	56,1	1044,7	91,3	87,4	1164,2	169,2	107,7	0,293	43,854	60,2

Таблица П 4.2.7 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2

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, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	1	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	1	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	1	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	1	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	1	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2033	1	1	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	18,3	25,1	0,0
2034	1	1	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	17,8	25,1	0,0
2035	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	16,8	25,2	0,0
2036	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	15,4	25,2	0,0
2037	0	0	0	3	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	14,1	25,3	0,0
2038	2	2	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	12,1	19,4	0,0
2039	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	10,4	16,5	0,0
2040	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	9,4	16,5	0,0
2041	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	8,4	16,5	0,0
2042	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	7,5	16,5	0,0
2043	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	6,8	16,6	0,0
2044	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	6,1	17,5	0,0
2045	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	5,5	17,6	0,0
2046	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	4,9	17,7	0,0
2047	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	4,4	17,8	0,0
2048	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	4,0	18,4	0,0
2049	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	3,6	18,4	0,0
2050	0	0	0	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	3,2	18,5	0,0

Таблица П 4.2.8 – Характеристика основных показателей разработки по III объекту. Нефтяная залежь. Вариант 2

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.м³	Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	всего	мехспособом		годовая			годовая	накопленная	
2026	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,042	-
2027	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,042	-
2028	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,042	-
2029	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,042	-
2030	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,042	-
2031	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,042	-
2032	0,0	-	-	0,4	0,4	0,001	0,0	0,9	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,042	-
2033	3,0	2,9	2,9	3,4	3,3	0,007	4,1	5,0	4,1	27,0	0,0	0,0	0,0	0,185	0,228	61,7
2034	8,8	8,5	8,7	12,2	11,7	0,024	12,4	17,3	16,5	28,9	0,0	0,0	0,0	0,542	0,770	61,7
2035	11,1	10,6	12,0	23,3	22,4	0,045	16,5	33,9	33,0	33,1	0,0	0,0	0,0	0,682	1,452	61,7
2036	10,1	9,7	12,5	33,4	32,1	0,064	16,6	50,4	49,6	39,0	0,0	0,0	0,0	0,623	2,075	61,7
2037	9,2	8,9	13,1	42,6	41,0	0,082	16,6	67,0	66,2	44,4	0,0	0,0	0,0	0,570	2,645	61,7
2038	11,9	11,4	19,3	54,5	52,4	0,105	19,1	86,1	85,3	37,8	0,0	0,0	0,0	0,733	3,378	61,7
2039	13,7	13,2	27,7	68,2	65,6	0,132	21,6	107,8	106,9	36,5	0,0	0,0	0,0	0,847	4,225	61,7
2040	12,3	11,8	34,4	80,5	77,4	0,155	21,7	129,4	128,6	43,2	0,0	0,0	0,0	0,759	4,984	61,7
2041	11,0	10,6	47,0	91,5	88,0	0,177	21,7	151,1	150,3	49,2	0,0	0,0	0,0	0,681	5,665	61,7
2042	9,9	9,5	79,5	101,4	97,5	0,196	21,7	172,9	172,0	54,5	0,0	0,0	0,0	0,611	6,276	61,7
2043	8,9	8,5	100,0	110,3	106,1	0,213	21,8	194,6	193,8	59,2	0,0	0,0	0,0	0,548	6,824	61,7
2044	8,0	7,7	100,0	118,3	113,8	0,228	22,9	217,6	216,7	65,2	0,0	0,0	0,0	0,492	7,316	61,7
2045	7,2	6,9	100,0	125,5	120,7	0,242	23,1	240,7	239,8	68,9	0,0	0,0	0,0	0,442	7,759	61,7
2046	6,4	6,2	100,0	131,9	126,8	0,255	23,2	263,9	263,0	72,2	0,0	0,0	0,0	0,398	8,157	61,7
2047	5,8	5,6	100,0	137,7	132,4	0,266	23,4	287,3	286,4	75,2	0,0	0,0	0,0	0,358	8,514	61,7
2048	5,2	5,0	100,0	142,9	137,4	0,276	24,1	311,4	310,5	78,4	0,0	0,0	0,0	0,322	8,836	61,7
2049	4,7	4,5	100,0	147,6	142,0	0,285	24,2	335,6	334,7	80,6	0,0	0,0	0,0	0,290	9,126	61,7
2050	4,2	4,1	100,0	151,9	146,0	0,293	24,3	359,8	359,0	82,6	0,0	0,0	0,0	0,261	9,387	61,7

Таблица П 4.2.9 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 2

Г о д ы	Ввод добывающих скважин, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит	
	всего	из бурения	перевод из других объектов					сухого газа, тыс.м³/сут	конденсата, т/сут
2026	0	0	0	4		0		31,3	7,5
2027	0	0	0	4		0		28,6	7,1
2028	0	0	0	4		0		27,3	8,4
2029	0	0	0	4		0		32,1	9,7
2030	1	1	0	5		0		32,7	8,9
2031	0	0	0	5		0		38,9	12,7
2032	0	0	0	5		0		40,1	13,0
2033	1	1	0	6		0		39,2	13,0
2034	0	0	0	6		0		38,0	12,7
2035	1	1	0	7		0		36,6	12,2
2036	0	0	0	7		0		36,5	12,2
2037	0	0	0	7		0		34,0	11,3
2038	0	0	0	7		0		31,6	10,4
2039	0	0	0	7		0		28,9	9,6
2040	0	0	0	7		0		26,7	8,7
2041	0	0	0	7		0		25,1	8,1
2042	0	0	0	7		0		23,5	7,5
2043	0	0	0	7		0		22,2	7,1
2044	0	0	0	7		0		19,5	6,1
2045	0	0	0	7		0		18,3	5,7
2046	0	0	0	7		0		17,2	5,3
2047	0	0	0	7		0		16,1	4,9
2048	0	0	0	7		0		15,2	4,6
2049	0	0	0	7		0		14,2	4,3
2050	0	0	0	7		0		13,4	4,0

Таблица П 4.2.10 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 2

Г о д ы	Добыча сухого газа, млн.м³	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча сухого газа, млн.м³	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Темп отбора сухого газа от извлекаемых запасов, %		Отбор сухого газа от извлекаемых запасов, %	Темп отбора конденсата от извлекаемых запасов		Отбор конденсата от извлекаемых запасов, %	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %
					начальных	текущих		начальных, %	текущих, %						
2026	43,4	10,4	1917,3	503,9	1,4	3,7	63,2	1,2	3,0	60,1	0,442	0,346	94,6	1308,2	89,0
2027	39,7	9,9	1957,0	513,8	1,3	3,6	64,5	1,2	3,0	61,2	0,451	0,352	98,9	1407,1	90,0
2028	37,9	11,6	1994,9	525,4	1,2	3,5	65,8	1,4	3,6	62,6	0,459	0,360	128,7	1535,8	91,0
2029	44,6	13,5	2039,5	538,9	1,5	4,3	67,2	1,6	4,3	64,2	0,470	0,370	67,6	1603,4	80,0
2030	51,0	13,9	2090,5	552,8	1,7	5,1	68,9	1,7	4,6	65,9	0,481	0,379	73,0	1676,4	81,0
2031	67,4	22,1	2157,9	574,9	2,2	7,2	71,1	2,6	7,7	68,5	0,497	0,394	122,7	1799,1	82,0
2032	69,5	22,6	2227,5	597,5	2,3	7,9	73,4	2,7	8,5	71,2	0,513	0,410	132,8	1931,9	83,0
2033	74,8	24,8	2302,3	622,2	2,5	9,3	75,9	2,9	10,2	74,2	0,530	0,427	132,6	2064,5	81,3
2034	79,0	26,4	2381,3	648,6	2,6	10,8	78,5	3,2	12,2	77,3	0,548	0,445	132,0	2196,6	80,0
2035	82,7	27,5	2463,9	676,1	2,7	12,7	81,2	3,3	14,4	80,6	0,567	0,464	152,3	2348,9	82,0
2036	88,6	29,7	2552,5	705,8	2,9	15,6	84,2	3,5	18,2	84,1	0,588	0,484	184,1	2533,0	83,9
2037	82,6	27,4	2635,1	733,2	2,7	17,2	86,9	3,3	20,5	87,4	0,607	0,503	183,8	2716,8	85,1
2038	76,6	25,3	2711,7	758,4	2,5	19,2	89,4	3,0	23,9	90,4	0,625	0,520	184,9	2901,7	86,3
2039	70,2	23,3	2781,9	781,7	2,3	21,8	91,7	2,8	28,9	93,2	0,641	0,536	187,2	3088,8	87,6
2040	64,7	21,1	2846,6	802,9	2,1	25,8	93,9	2,5	36,9	95,7	0,656	0,551	187,3	3276,1	88,7
2041	60,8	19,6	2907,4	822,4	2,0	32,6	95,9	2,3	54,1	98,0	0,670	0,564	195,0	3471,1	90,0
2042	56,9	18,2	2964,4	840,6	1,9	45,3	97,7	2,2	109,5	100,2	0,683	0,577	206,9	3677,9	91,2
2043	53,9	17,1	3018,3	857,7	1,8	78,6	99,5	2,0	-1082,5	102,2	0,695	0,588	224,5	3902,5	92,4
2044	47,4	14,9	3065,7	872,6	1,6	322,2	101,1	1,8	-79,8	104,0	0,706	0,599	229,9	4132,3	93,5
2045	44,3	13,8	3110,0	886,5	1,5	-135,6	102,5	1,6	-41,2	105,7	0,716	0,608	265,9	4398,2	94,8
2046	41,7	12,9	3151,7	899,3	1,4	-54,2	103,9	1,5	-27,1	107,2	0,726	0,617	329,0	4727,2	96,1
2047	39,2	12,0	3190,8	911,3	1,3	-33,0	105,2	1,4	-19,9	108,6	0,735	0,625	307,0	5034,1	96,1
2048	36,8	11,2	3227,7	922,5	1,2	-23,3	106,4	1,3	-15,5	110,0	0,743	0,633	287,2	5321,3	96,1
2049	34,5	10,4	3262,2	932,9	1,1	-17,7	107,6	1,2	-12,4	111,2	0,751	0,640	267,4	5588,7	96,1
2050	32,5	9,7	3294,6	942,6	1,1	-14,2	108,6	1,2	-10,3	112,3	0,759	0,646	249,8	5838,5	96,1

Таблица П 4.2.11 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 2

Г о д ы	Ввод добывающих скважин, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит	
	всего	из бурения	перевод из других объектов					сухого газа, тыс.м³/сут	конденсата, т/сут
2026	0	0	0	1		0	0	0,0	0,0
2027	0	0	0	1		0	0	0,0	0,0
2028	0	0	0	1		0	0	0,0	0,0
2029	0	0	0	1		0	0	0,0	0,0
2030	0	0	0	1		0	0	0,0	0,0
2031	0	0	0	1		0	0	0,0	0,0
2032	0	0	0	1		0	0	0,0	0,0
2033	1	1	0	2		0	1	61,4	24,6
2034	0	0	0	2		0	1	58,6	23,1
2035	0	0	0	2		0	1	56,0	21,2
2036	0	0	0	2		0	1	51,9	19,6
2037	0	0	0	2		0	1	47,6	17,9
2038	0	0	0	2		0	1	43,8	16,5
2039	0	0	0	2		0	1	40,3	15,2
2040	0	0	0	2		0	1	37,1	14,0
2041	0	0	0	2		0	1	34,0	12,8
2042	0	0	0	2		0	1	31,3	11,8
2043	0	0	0	2		0	1	30,5	11,5
2044	0	0	0	2		0	1	28,3	10,7
2045	0	0	0	2		0	1	26,1	9,8
2046	0	0	0	2		0	1	24,2	9,1
2047	0	0	0	2		0	1	22,4	8,4
2048	0	0	0	2		0	1	20,7	7,8
2049	0	0	0	2		0	1	19,1	7,2
2050	0	0	0	2		0	1	17,7	6,7

Таблица П 4.2.12 – Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 2

Г о д ы	Добыча сухого газа, млн.м³	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча сухого газа, млн.м³	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Темп отбора сухого газа от извлекаемых запасов, %		Отбор сухого газа от извлекаемых запасов, %	Темп отбора конденсата от извлекаемых запасов		Отбор конденсата от извлекаемых запасов, %	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %
					начальных	текущих		начальных, %	текущих, %						
2026	0,0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2027	0,0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2028	0,0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2029	0,0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2030	0,0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2031	0,0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2032	0,0	0,0	229,2	87,4	0,0	0,0	55,1	0,0	0,0	55,3	0,406	0,387	0,0	73,9	0,0
2033	10,7	4,3	240,0	91,7	2,6	5,7	57,7	2,7	6,1	58,0	0,425	0,406	4,8	78,7	10,0
2034	20,3	8,0	260,3	99,7	4,9	11,5	62,6	5,1	12,1	63,1	0,461	0,441	9,1	87,8	12,0
2035	19,4	7,4	279,7	107,0	4,7	12,5	67,2	4,7	12,6	67,7	0,495	0,474	8,6	96,3	14,0
2036	18,0	6,8	297,7	113,8	4,3	13,2	71,6	4,3	13,3	72,0	0,527	0,504	8,1	104,4	16,0
2037	16,5	6,2	314,2	120,0	4,0	14,0	75,5	3,9	14,1	76,0	0,556	0,531	7,6	112,0	18,0
2038	15,2	5,7	329,4	125,8	3,6	14,9	79,2	3,6	15,1	79,6	0,583	0,556	7,1	119,1	20,0
2039	14,0	5,3	343,4	131,0	3,4	16,1	82,5	3,3	16,3	82,9	0,608	0,580	6,7	125,9	22,0
2040	12,9	4,8	356,2	135,9	3,1	17,7	85,6	3,1	18,0	86,0	0,630	0,601	6,4	132,2	24,0
2041	11,8	4,4	368,0	140,3	2,8	19,7	88,5	2,8	20,1	88,8	0,651	0,621	6,0	138,2	26,0
2042	10,9	4,1	378,9	144,4	2,6	22,6	91,1	2,6	23,1	91,4	0,671	0,639	5,7	143,9	28,0
2043	10,6	4,0	389,5	148,4	2,5	28,5	93,6	2,5	29,3	93,9	0,689	0,657	5,7	149,6	30,0
2044	9,8	3,7	399,3	152,1	2,4	37,0	96,0	2,3	38,4	96,2	0,707	0,673	5,4	155,0	32,0
2045	9,1	3,4	408,4	155,5	2,2	54,2	98,2	2,2	57,5	98,4	0,723	0,688	5,2	160,2	34,0
2046	8,4	3,2	416,7	158,6	2,0	109,7	100,2	2,0	125,2	100,4	0,738	0,702	4,9	165,1	36,0
2047	7,8	2,9	424,5	161,6	1,9	-1050,3	102,0	1,8	-459,2	102,2	0,751	0,715	4,7	169,9	38,0
2048	7,2	2,7	431,7	164,3	1,7	-84,7	103,8	1,7	-76,2	104,0	0,764	0,727	4,5	174,4	40,0
2049	6,6	2,5	438,3	166,8	1,6	-42,3	105,4	1,6	-39,9	105,5	0,776	0,738	4,3	178,7	42,0
2050	6,1	2,3	444,4	169,1	1,5	-27,5	106,8	1,5	-26,4	107,0	0,787	0,748	4,1	182,8	44,0

Таблица П 4.2.13 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 2

Г о д ы	Ввод добывающих скважин, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит	
	всего	из бурения	перевод из других объектов					сухого газа, тыс.м³/сут	конденсата, т/сут
2026	0	0	0	4		0		31,3	7,5
2027	0	0	0	4		0		28,6	7,1
2028	0	0	0	4		0		27,3	8,4
2029	0	0	0	4		0		32,1	9,7
2030	1	1	0	5		0		32,7	8,9
2031	0	0	0	5		0		38,9	12,7
2032	0	0	0	5		0		40,1	13,0
2033	0	0	0	5		0		37,0	11,8
2034	0	0	0	5		0		33,9	10,6
2035	1	1	0	6		0		33,1	10,5
2036	0	0	0	6		0		33,9	11,0
2037	0	0	0	6		0		31,8	10,2
2038	0	0	0	6		0		29,5	9,4
2039	0	0	0	6		0		27,0	8,7
2040	0	0	0	6		0		24,9	7,8
2041	0	0	0	6		0		23,6	7,3
2042	0	0	0	6		0		22,1	6,8
2043	0	0	0	6		0		20,8	6,3
2044	0	0	0	6		0		18,1	5,4
2045	0	0	0	6		0		16,9	5,0
2046	0	0	0	6		0		16,0	4,7
2047	0	0	0	6		0		15,1	4,4
2048	0	0	0	6		0		14,3	4,1
2049	0	0	0	6		0		13,4	3,8
2050	0	0	0	6		0		12,6	3,5

Таблица П 4.2.14 – Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Газоконденсатная залежь. Вариант 2

Г о д ы	Добыча сухого газа, млн.м³	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча сухого газа, млн.м³	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Темп отбора сухого газа от извлекаемых запасов, %		Отбор сухого газа от извлекаемых запасов, %	Темп отбора конденсата от извлекаемых запасов		Отбор конденсата от извлекаемых запасов, %	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %
					начальных	текущих		начальных, %	текущих, %						
2026	43,4	10,4	1688,1	416,5	1,7	4,5	64,5	1,5	3,8	61,2	0,447	0,338	94,6	1234,3	89,0
2027	39,7	9,9	1727,8	426,4	1,5	4,3	66,0	1,5	3,7	62,6	0,457	0,346	98,9	1333,2	90,0
2028	37,9	11,6	1765,7	438,0	1,4	4,3	67,5	1,7	4,6	64,3	0,467	0,356	128,7	1461,9	91,0
2029	44,6	13,5	1810,2	451,5	1,7	5,2	69,2	2,0	5,6	66,3	0,479	0,367	67,6	1529,5	80,0
2030	51,0	13,9	1861,3	465,4	1,9	6,3	71,1	2,0	6,0	68,3	0,493	0,378	73,0	1602,5	81,0
2031	67,4	22,1	1928,7	487,5	2,6	8,9	73,7	3,2	10,2	71,6	0,511	0,396	122,7	1725,2	82,0
2032	69,5	22,6	1998,2	510,1	2,7	10,1	76,4	3,3	11,7	74,9	0,529	0,414	132,8	1858,0	83,0
2033	64,1	20,5	2062,3	530,5	2,4	10,4	78,8	3,0	12,0	77,9	0,546	0,431	127,8	1985,9	84,0
2034	58,7	18,4	2121,0	549,0	2,2	10,6	81,0	2,7	12,3	80,6	0,562	0,446	122,9	2108,8	85,0
2035	63,2	20,1	2184,3	569,1	2,4	12,8	83,5	3,0	15,2	83,6	0,578	0,462	143,8	2252,6	86,0
2036	70,6	22,9	2254,8	592,0	2,7	16,3	86,2	3,4	20,5	86,9	0,597	0,481	176,0	2428,6	87,0
2037	66,1	21,1	2320,9	613,1	2,5	18,2	88,7	3,1	23,7	90,0	0,614	0,498	176,2	2604,8	88,0
2038	61,4	19,6	2382,3	632,7	2,3	20,7	91,0	2,9	28,8	92,9	0,631	0,514	177,8	2782,5	89,0
2039	56,2	18,0	2438,5	650,7	2,1	23,9	93,2	2,6	37,3	95,6	0,646	0,528	180,4	2963,0	90,0
2040	51,9	16,3	2490,4	667,0	2,0	29,1	95,2	2,4	53,8	97,9	0,659	0,541	180,9	3143,9	91,0
2041	49,0	15,1	2539,4	682,1	1,9	38,7	97,0	2,2	108,0	100,2	0,672	0,554	188,9	3332,8	92,0
2042	46,1	14,1	2585,5	696,2	1,8	59,4	98,8	2,1	-1264,4	102,2	0,685	0,565	201,2	3534,0	93,0
2043	43,4	13,1	2628,8	709,3	1,7	137,5	100,5	1,9	-86,4	104,2	0,696	0,576	218,8	3752,9	94,0
2044	37,6	11,2	2666,4	720,5	1,4	-317,7	101,9	1,6	-39,6	105,8	0,706	0,585	224,4	3977,3	95,0
2045	35,3	10,4	2701,6	731,0	1,3	-71,4	103,2	1,5	-26,4	107,3	0,715	0,593	260,7	4238,0	96,0
2046	33,3	9,7	2734,9	740,7	1,3	-39,4	104,5	1,4	-19,5	108,8	0,724	0,601	324,0	4562,0	97,0
2047	31,4	9,1	2766,3	749,8	1,2	-26,6	105,7	1,3	-15,2	110,1	0,732	0,609	302,2	4864,3	97,0
2048	29,7	8,5	2796,0	758,2	1,1	-19,9	106,8	1,2	-12,3	111,3	0,740	0,615	282,7	5147,0	97,0
2049	27,9	7,9	2823,9	766,1	1,1	-15,6	107,9	1,2	-10,2	112,5	0,748	0,622	263,1	5410,0	97,0
2050	26,3	7,4	2850,2	773,5	1,0	-12,7	108,9	1,1	-8,7	113,6	0,755	0,628	245,7	5655,7	97,0

Таблица П 4.2.15 – Капитальные вложения (Вариант 2)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)															
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	27 838 675	-	1 988 477	-	1 988 477	-	1 988 477	1 988 477	1 988 477	5 965 430	1 988 477	1 988 477	3 976 954	3 976 954
Ввод из бурения добывающих газовых	тыс.тг	5 965 430	-	-	-	-	1 988 477	-	-	1 988 477	-	1 988 477	-	-	-
ГРП	тыс.тг	52 510	-	52 510	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	21 285	-	-	-	-	21 285	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	81 000	81 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВР(прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	16 920	4 230	-	4 230	4 230	-	4 230	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	33 975 821	85 230	2 040 986	4 230	1 992 707	2 009 762	1 992 707	1 988 477	3 976 954	5 965 430	3 976 954	1 988 477	3 976 954	3 976 954
Итого с инфляцией	тыс.тг	37 972 786	85 230	2 040 986	4 230	1 992 707	2 009 762	2 052 488	2 107 785,43	4 334 879	6 681 282	4 573 497	2 346 403	4 812 114	4 931 423
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО															
Обустройство промысла															
Обустройство скважины	тыс.тг	2 062 848	-	121 344	-	121 344	121 344	121 344	121 344	242 688	364 032	242 688	121 344	242 688	242 688
Нагнетательные линии	тыс.тг	28 000	-	-	-	-	28 000	-	-	-	-	-	-	-	-
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	51 000	3 000	-	3 000	3 000	3 000	3 000	6 000	9 000	6 000	3 000	6 000	6 000	-
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	249 035	-	14 649	-	14 649	14 649	14 649	14 649	29 298	43 947	29 298	14 649	29 298	29 298
Разработка РП - Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	268 263	-	15 780	-	15 780	15 780	15 780	15 780	31 560	47 341	31 560	15 780	31 560	31 560
Реконструкция общей системы пожаротушения, (оповещения) и сигнализации на производственных объектах ЦДНГ-1. (УСН)	тыс.тг	941 823	-	941 823	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Строительство и модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	60 955	60 955	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Совершенствование технологии ГРП на месторождениях ТОО КТМ	тыс.тг	11 326	1 854	2 292	2 217	2 393	2 570	-							
НИР	тыс.тг	301 320	53 320	110 000	10 000	32 000	-	-	32 000	-	-	32 000	-	-	32 000
Прочее	тыс.тг	186 729	-	-	-	186 729	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами	тыс.тг	32 930	930	8 000	8 000	8 000	8 000	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	5 004 230	120 060	1 213 889	23 217	383 896	463 343	154 773	189 773	312 547	461 320	338 547	157 773	309 547	875 547
Итого с инфляцией	тыс.тг	5 458 064	120 060	1 213 889	23 217	383 896	463 343	159 416	201 160	340 676	516 678	389 329	186 172	374 551	1 085 678
ВСЕГО	тыс.тг	38 980 050	205 290	3 254 875	27 447	2 376 603	2 473 105	2 147 480	2 178 250	4 289 500	6 426 750	4 315 500	2 146 250	4 286 500	4 852 500
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	43 430 850	205 290	3 254 875	27 447	2 376 603	2 473 105	2 211 905	2 308 945	4 675 555	7 197 960	4 962 825	2 532 575,13	5 186 665	6 017 100

Таблица П 4.2.16 – Бюджетная эффективность (Вариант 2)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	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
НДС (с выручки)		1 114 895	25 448	20 332	20 096	23 854	27 929	37 937	41 033	46 162	51 826	57 369	63 960	62 067
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	3 489 966	88 764	101 764	112 228	120 084	128 490	132 987	137 642	142 459	147 445	152 606	157 947	149 852
Налог на имущество	тыс.тг	3 797 540	59 326	72 486	82 538	85 483	103 577	117 908	129 042	154 212	206 774	253 283	263 073	272 823
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	90 284 794	472 334	990 387	1 265 219	1 413 636	1 497 352	1 796 856	2 072 697	2 775 784	3 804 849	4 797 790	5 144 062	5 053 611
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	61 986 874	596 381	873 357	1 115 713	1 246 592	1 320 416	1 584 529	1 757 476	2 115 366	2 796 038	3 616 895	3 735 703	3 551 627
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	24 339 547	214 697	353 710	451 864	504 870	534 769	641 734	740 249	867 432	1 189 015	1 499 309	1 512 960	1 486 356
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	46 454	1 060	847	837	994	1 164	1 581	1 710	1 923	2 159	2 390	2 665	2 586
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	7 384 353	0	0	0	0	0	0	181 383	208 331	495 991	833 800	776 021	704 484
Общие поступления Государству	тыс.тг	190 214 633	1 407 115	2 372 217	3 008 303	3 347 805	3 557 839	4 237 658	4 979 166	6 219 345	8 590 446	11 098 704	11 528 471	11 159 272
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	20 801 166	286 560	686 054	304 583	682 711	754 421	780 975	831 115	1 262 033	1 777 887	1 528 031	1 157 457	1 594 736
Возврат НДС Государством	тыс.тг	19 686 272	261 113	665 722	284 487	658 857	726 492	743 037	790 081	1 215 871	1 726 061	1 470 662	1 093 496	1 532 669
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	191 329 527	1 432 563	2 392 550	3 028 399	3 371 659	3 585 768	4 275 596	5 020 199	6 265 508	8 642 272	11 156 073	11 592 431	11 221 339

Продолжение таблицы П.4.2.16

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	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
НДС (с выручки)		60 233	57 640	55 363	54 152	52 782	52 102	47 451	46 066	44 335	43 256	42 279	41 108	40 114
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	140 997	131 339	135 936	140 694	145 618	150 714	155 989	161 449	148 533	153 732	149 168	154 389	149 140
Налог на имущество	тыс.тг	303 323	296 184	251 756	213 993	181 894	154 610	131 418	111 706	94 950	80 707	68 601	58 311	49 564
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	5 046 910	4 911 226	5 213 626	4 914 952	5 172 246	4 887 352	4 475 405	4 345 446	4 134 884	4 143 211	3 941 640	4 096 027	3 917 293
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 626 970	3 422 507	3 289 001	3 464 756	3 178 923	2 898 426	2 898 608	2 598 425	2 670 257	2 461 620	2 507 554	2 311 691	2 348 041
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 484 385	1 444 478	1 372 007	1 293 408	1 231 487	1 163 655	1 065 573	987 601	939 746	900 698	856 878	819 205	783 459
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	2 510	2 402	2 307	2 256	2 199	2 171	1 977	1 919	1 847	1 802	1 762	1 713	1 671
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	610 930	732 243	600 842	521 277	420 736	395 867	280 087	204 077	172 129	116 663	107 221	22 271	0
Общие поступления Государству	тыс.тг	11 155 792	10 882 738	10 810 112	10 497 185	10 280 321	9 600 693	8 961 606	8 364 558	8 118 011	7 815 178	7 590 547	7 422 499	7 209 054
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	1 748 266	733 294	701 243	682 414	665 527	654 149	616 391	594 228	580 481	572 324	546 076	538 010	522 200
Возврат НДС Государством	тыс.тг	1 688 034	675 654	645 880	628 263	612 746	602 047	568 940	548 162	536 146	529 068	503 798	496 902	482 086
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	11 216 025	10 940 378	10 865 475	10 551 336	10 333 102	9 652 795	9 009 057	8 410 624	8 162 346	7 858 433	7 632 825	7 463 607	7 249 168

Таблица П 4.2.17 – Производственный доход (Вариант 2)

Производственный доход	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
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	822	8,00	14,37	19,41	21,11	23	22	26	30	46	61	57	55
Конденсата														
на экспорт	тыс. тонн	449	10	10	12	14	14	22	23	25	26	27	30	27
Товарного газа														
на внутренний рынок	млн.м3	1 424,313	58,191	44,280	41,681	47,119	52,542	67,971	70,018	75,018	80,212	84,562	89,789	82,982
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн	207 619	207 619	233 539	239 846	239 846	239 846	239 846	248 241	256 929	265 922	275 229	284 862	294 832
Конденсата														
на экспорт	тг/тонн	207 619	207 619	233 539	239 846	239 846	239 846	239 846	248 241	256 929	265 922	275 229	284 862	294 832
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	3 644	3 644	3 827	4 018	4 219	4 430	4 651	4 884	5 128	5 384	5 654	5 936	6 233
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тг тыс	259 905 350	1 661 256	3 355 367	4 654 885	5 063 758	5 471 388	5 259 715	6 513 370	7 794 532	12 331 658	16 834 563	16 182 576	16 173 115
Конденсата														
на экспорт	тг тыс	138 384 873	2 160 354	2 310 274	2 778 442	3 241 539	3 325 754	5 297 055	5 605 456	6 359 112	7 031 052	7 564 340	8 450 775	8 066 123
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг тыс	9 290 790	212 063,7	169 437,2	167 467,1	198 780,7	232 745,7	316 144,4	341 945,5	384 684	431 884	478 074	533 003	517 226
Итоговый производственный доход	тг тыс	407 581 013	4033674	5835078	7600794	8504078	9029888	10872914	12460771	14538328	19794593	24876977	25166354	24756464

Продолжение таблицы П.4.2.17

Производственный доход	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
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	54	52	47	43	39	35	32	28	25	23	21	20	18
Конденсата														
на экспорт	тыс. тонн	25	23	21	20	18	17	15	14	13	12	11	10	10
Товарного газа														
на внутренний рынок	млн.м3	76,695	69,899	63,940	59,563	55	52	45	42	38	36	33	31	28
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн	305 152	315 832	326 886	338 327	350 168	362 424	375 109	388 238	401 826	415 890	430 446	445 512	461 105
Конденсата														
на экспорт	тг/тонн	305 152	315 832	326 886	338 327	350 168	362 424	375 109	388 238	401 826	415 890	430 446	445 512	461 105
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	6 545	6 872	7 215	7 576	7 955	8 353	8 770	9 209	9 669	10 153	10 661	11 194	11 753
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тг тыс	16 560 346	16 346 452	15 491 960	14 618 553	13 803 820	12 826 446	11 827 938	10 794 121	10 242 245	9 724 490	9 238 424	8 781 805	8 352 567
Конденсата														
на экспорт	тг тыс	7 711 052	7 358 305	6 906 551	6 617 327	6 362 096	6 203 633	5 596 652	5 372 665	5 174 131	4 984 759	4 815 846	4 628 172	4 463 409
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг тыс	501 940	480 334	461 359	451 264	439 847	434 183	395 428	383 883	369 459	360 465	352 322	342 567	334 285
Итоговый производственный доход	тг тыс	24773338	24185091	22859870	21687144	20605763	19464262	17820018	16550669	15785834	15069714	14406592	13752544	13150260

Таблица П 4.2.18 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 2)

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
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)														
Соцвыплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	1 406 535	32 171	34 263	36 490	39 044	41 777	43 239	44 753	46 319	47 940	49 618	51 355	53 152
Энергия (тепло-, электроэнергия)	тыс.тг	1 485 666	12 362	17 362	23 625	28 243	32 011	39 740	45 626	53 290	72 926	91 913	92 785	91 304
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	24 038 587	678 854	722 980	769 973	823 872	881 543	912 397	944 331	977 382	1 011 590	1 046 996	1 083 641	1 028 104
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	1 073 542	17 415	38 103	18 751	39 996	41 636	43 075	44 611	68 289	93 622	74 045	52 811	77 936
Геофизические работы	тыс.тг	55 777	0	3 281	0	3 281	3 281	3 281	3 281	6 562	9 843	6 562	3 281	6 562
Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание	тыс.тг	10 224 687	93 518	124 691	124 691	155 864	187 037	218 210	249 383	311 728	405 247	467 592	498 765	561 111
Командировочные	тыс.тг	60 563	1 385	1 475	1 571	1 681	1 799	1 862	1 927	1 994	2 064	2 136	2 211	2 289
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	450 665	10 308	10 978	11 692	12 510	13 386	13 854	14 339	14 841	15 360	15 898	16 454	17 030
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	9 262 720	207 669	218 099	247 373	264 689	283 217	293 130	303 389	314 008	324 998	336 373	348 146	360 331
ТРС	тыс.тг	1 382 558	31 623	33 678	35 868	38 378	41 065	42 502	43 990	45 529	47 123	48 772	50 479	52 246
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	3 132 406	74 190	79 012	84 148	90 038	96 341	99 713	103 203	106 815	110 554	114 423	118 428	122 573
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тыс.тг	5 940 582	246 907	237 794	231 174	223 145	222 126	223 947	222 605	224 440	226 357	228 050	230 971	231 631
НИР, консультационные услуги экспертов	тыс.тг	587 053	29 727	11 659	13 224	14 150	15 140	35 670	16 219	16 786	17 374	37 982	18 611	19 263
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	1 188 473	23 918	20 024	51 435	20 493	45 433	48 234	46 934	48 880	74 373	102 188	82 151	58 788
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	230 000	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	4 904 106	112 171	119 462	127 227	136 133	145 662	150 760	156 037	161 498	167 151	173 001	179 056	185 323
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	6 407 999	151 771	161 636	172 142	184 192	197 086	203 984	211 123	218 513	226 161	234 076	242 269	250 748
Страхование	тыс.тг	2 145 542	49 075	52 264	55 662	59 558	63 727	65 957	68 266	70 655	73 128	75 688	78 337	81 079
Ликвидация в период разработки	тыс.тг	214 164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	414 436	3 360	4 601	4 900	5 825	7 480	8 387	9 348	11 057	13 590	15 546	16 857	19 033
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	74 606 061	1 785 626	1 900 563	2 019 146	2 150 292	2 328 946	2 457 141	2 538 564	2 707 787	2 948 601	3 130 060	3 175 808	3 227 701
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	3 489 966	88 764	101 764	112 228	120 084	128 490	132 987	137 642	142 459	147 445	152 606	157 947	149 852
Налог на имущество	тыс.тг	3 797 540	59 326	72 486	82 538	85 483	103 577	117 908	129 042	154 212	206 774	253 283	263 073	272 823
Земельный налог	тыс.тг	729	17	18	19	20	22	22	23	24	25	26	27	28
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	24 339 547	214 697	353 710	451 864	504 870	534 769	641 734	740 249	867 432	1 189 015	1 499 309	1 512 960	1 486 356
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	46 454	1 060	847	837	994	1 164	1 581	1 710	1 923	2 159	2 390	2 665	2 586
Расходы на НИОКР	тыс.тг	4 004 881	60 574	40 337	58 351	76 008	85 041	90 299	108 729	124 608	145 383	197 946	248 770	251 664
Итого производственных затрат	тыс.тг	110 285 178	2 210 063	2 469 724	2 724 982	2 937 751	3 182 008	3 441 672	3 655 959	3 998 446	4 639 402	5 235 619	5 361 249	5 391 009
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг														
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	61 278 374	1 009 534	1 022 278	1 185 387	1 387 138	1 562 615	1 970 823	2 173 773	2 463 986	3 122 730	3 752 187	3 837 094	3 716 266
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	90 284 794	472 334	990 387	1 265 219	1 413 636	1 497 352	1 796 856	2 072 697	2 775 784	3 804 849	4 797 790	5 144 062	5 053 611
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	61 986 874	596 381	873 357	1 115 713	1 246 592	1 320 416	1 584 529	1 757 476	2 115 366	2 796 038	3 616 895	3 735 703	3 551 627
Прочие расходы	тыс.тг	599 672	5 835	10 477	14 153	15 396	16 635	15 992	19 133	22 123	33 817	44 603	41 426	40 002
Итого расходы по реализации	тыс.тг	214 149 714	2 084 084	2 896 498	3 580 471	4 062 762	4 397 019	5 368 201	6 023 080	7 377 259	9 757 434	12 211 474	12 758 285	12 361 506
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	1 682 734	24 955	32 909	42 047	46 977	49 761	59 686	66 211	74 717	98 791	120 301	117 335	111 557
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	1 682 734	24 955	32 909	42 047	46 977	49 761	59 686	66 211	74 717	98 791	120 301	117 335	111 557
Итого не производственные затраты	тыс.тг	215 832 448	2 109 039	2 929 408	3 622 518	4 109 738	4 446 780	5 427 887	6 089 291	7 451 976	9 856 225	12 331 775	12 875 620	12 473 063
Итого затраты	тыс.тг	326 117 627	4 319 102	5 399 132	6 347 501	7 047 490	7 628 788	8 869 559	9 745 250	11 450 421	14 495 627	17 567 394	18 236 869	17 864 073
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс.тг	407 581 013	4 033 674	5 835 078	7 600 794	8 504 078	9 029 888	10 872 914	12 460 771	14 538 328	19 794 593	24 876 977	25 166 354	24 756 464
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	326 117 627	4 319 102	5 399 132	6 347 501	7 047 490	7 628 788	8 869 559	9 745 250	11 450 421	14 495 627	17 567 394	18 236 869	17 864 073
Операционный доход	тыс.тг	81 463 387	-285 428	435 947	1 253 294	1 456 588	1 401 100	2 003 355	2 715 521	3 087 907	5 298 966	7 309 583	6 929 485	6 892 391
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	47 461 537	52 471	124 539	159 764	246 706	342 796	502 336	666 881	1 014 177	1 901 093	2 818 523	3 022 510	3 457 779
Балансовая прибыль	тыс.тг	34 001 850	-337 899	311 408	1 093 530	1 209 882	1 058 305	1 501 018	2 048 640	2 073 730	3 397 873	4 491 060	3 906 975	3 434 613
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	44 575 902	658 007	1 047 538	894 524	1 116 836	1 320 276	1 454 020	1 582 259	2 046 253	2 819 009	3 140 582	3 049 381	3 369 974
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	36 887 485	-943 436	-611 591	358 770	339 753	80 824	549 334	1 133 262	1 041 653	2 479 957	4 169 001	3 880 104	3 522 418
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	38 476 789	0	0	358 770	339 753	80 824	549 334	1 133 262	1 041 653	2 479 957	4 169 001	3 880 104	3 522 418
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	7 384 353	0	0	0	0	0	0	181 383	208 331	495 991	833 800	776 021	704 484
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	26 617 498	-337 899	311 408	1 093 530	1 209 882	1 058 305	1 501 018	1 867 257	1 865 399	2 901 882	3 657 260	3 130 955	2 730 129

Продолжение таблицы П.4.2.18

Составляющие	Ед.из м	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
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)														
Соцвыплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	55 012	56 938	58 931	60 993	63 128	65 337	67 624	69 991	72 441	74 976	77 600	80 316	83 127
Энергия (тепло-, электроэнергия)	тыс.тг	91 430	89 298	84 378	79 997	75 965	71 684	65 637	60 897	58 069	55 405	52 937	50 510	48 272
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	967 353	901 089	932 627	965 269	999 054	1 034 020	1 070 211	1 107 669	1 019 055	1 054 722	1 023 410	1 059 229	1 023 216
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	79 540	29 556	30 224	30 927	31 657	32 814	32 734	33 234	32 554	33 390	31 960	32 696	31 968
Геофизические работы	тыс.тг	6 562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание	тыс.тг	623 457	592 284	592 284	592 284	592 284	529 938	498 765	467 592	467 592	467 592	467 592	467 592	467 592
Командировочные	тыс.тг	2 369	2 452	2 537	2 626	2 718	2 813	2 912	3 014	3 119	3 228	3 341	3 458	3 579
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	17 626	18 243	18 882	19 543	20 227	20 935	21 667	22 426	23 211	24 023	24 864	25 734	26 635
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	372 943	385 996	399 506	413 488	427 960	442 939	458 442	474 487	491 094	508 283	473 465	490 037	422 657
ТРС	тыс.тг	54 075	55 967	57 926	59 953	62 052	64 224	66 471	68 798	71 206	73 698	76 277	78 947	81 710
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	126 863	131 303	135 898	140 655	145 578	150 673	155 947	161 405	167 054	172 901	143 162	148 173	153 359
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тыс.тг	232 252	232 784	233 107	233 816	234 302	235 042	233 771	234 046	264 463	264 463	264 463	264 463	264 463
НИР, консультационные услуги экспертов	тыс.тг	19 937	40 635	21 357	22 105	22 878	23 679	24 508	25 365	26 253	27 172	28 123	29 107	30 126
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	85 850	94 818	33 775	33 588	34 171	34 804	35 879	35 704	36 051	35 250	36 019	34 520	35 192
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	191 809	198 522	205 471	212 662	220 105	227 809	235 782	244 035	252 576	261 416	270 566	280 036	289 837
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	259 524	268 608	278 009	287 739	297 810	308 234	319 022	330 188	341 744	353 705	292 868	303 118	313 727
Страхование	тыс.тг	83 916	86 853	89 893	93 040	96 296	99 666	103 155	106 765	110 502	114 369	118 372	122 515	126 803
Ликвидация в период разработки	тыс.тг	0	0	0	0	0	104 312	53 981	55 871	0	0	0	0	0
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	21 340	22 087	22 860	23 661	24 489	23 396	23 206	22 974	23 778	24 610	25 472	17 975	18 604
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	3 301 058	3 216 633	3 206 866	3 281 546	3 359 874	3 481 520	3 478 916	3 533 659	3 469 963	3 558 405	3 419 693	3 497 627	3 430 067
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	140 997	131 339	135 936	140 694	145 618	150 714	155 989	161 449	148 533	153 732	149 168	154 389	149 140
Налог на имущество	тыс.тг	303 323	296 184	251 756	213 993	181 894	154 610	131 418	111 706	94 950	80 707	68 601	58 311	49 564
Земельный налог	тыс.тг	29	30	31	32	33	34	35	36	38	39	40	42	43
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 484 385	1 444 478	1 372 007	1 293 408	1 231 487	1 163 655	1 065 573	987 601	939 746	900 698	856 878	819 205	783 459
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	2 510	2 402	2 307	2 256	2 199	2 171	1 977	1 919	1 847	1 802	1 762	1 713	1 671
Расходы на НИОКР	тыс.тг	247 565	247 733	241 851	228 599	216 871	206 058	194 643	178 200	165 507	157 858	150 697	144 066	137 525
Итого производственных затрат	тыс.тг	5 479 867	5 338 798	5 210 753	5 160 528	5 137 976	5 158 762	5 028 551	4 974 571	4 820 584	4 853 241	4 646 839	4 675 353	4 551 470
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг														
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	3 650 391	3 509 766	3 293 045	3 110 401	2 939 623	2 771 873	2 510 254	2 327 434	2 202 337	2 090 774	1 988 006	1 886 575	1 794 083
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	5 046 910	4 911 226	5 213 626	4 914 952	5 172 246	4 887 352	4 475 405	4 345 446	4 134 884	4 143 211	3 941 640	4 096 027	3 917 293
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 626 970	3 422 507	3 289 001	3 464 756	3 178 923	2 898 426	2 898 608	2 598 425	2 670 257	2 461 620	2 507 554	2 311 691	2 348 041
Прочие расходы	тыс.тг	39 574	37 742	34 560	31 509	28 746	25 808	22 994	20 275	18 587	17 051	15 651	14 374	13 209
Итого расходы по реализации	тыс.тг	12 363 846	11 881 241	11 830 232	11 521 617	11 319 538	10 583 459	9 907 261	9 291 580	9 026 065	8 712 656	8 452 852	8 308 667	8 072 627
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	107 934	101 852	92 986	85 177	78 149	71 251	63 035	56 504	52 059	47 991	29 159	26 781	24 610
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	107 934	101 852	92 986	85 177	78 149	71 251	63 035	56 504	52 059	47 991	29 159	26 781	24 610
Итого не производственные затраты	тыс.тг	12 471 780	11 983 093	11 923 218	11 606 795	11 397 687	10 654 710	9 970 296	9 348 084	9 078 124	8 760 646	8 482 011	8 335 448	8 097 237
Итого затраты	тыс.тг	17 951 647	17 321 891	17 133 971	16 767 322	16 535 663	15 813 471	14 998 847	14 322 655	13 898 707	13 613 888	13 128 850	13 010 801	12 648 707
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс.тг	24 773 338	24 185 091	22 859 870	21 687 144	20 605 763	19 464 262	17 820 018	16 550 669	15 785 834	15 069 714	14 406 592	13 752 544	13 150 260
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	17 951 647	17 321 891	17 133 971	16 767 322	16 535 663	15 813 471	14 998 847	14 322 655	13 898 707	13 613 888	13 128 850	13 010 801	12 648 707
Операционный доход	тыс.тг	6 821 692	6 863 200	5 725 899	4 919 821	4 070 100	3 650 791	2 821 171	2 228 014	1 887 127	1 455 826	1 277 741	741 743	501 553
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	4 067 120	3 837 950	3 503 854	3 209 603	2 944 777	2 684 834	2 375 237	2 129 166	1 961 654	1 808 360	1 669 384	1 538 975	1 421 051
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 754 572	3 025 250	2 222 045	1 710 218	1 125 323	965 957	445 934	98 848	-74 527	-352 534	-391 642	-797 231	-919 498
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	3 767 043	3 201 986	2 721 688	2 313 435	1 966 420	1 671 457	1 420 738	1 207 628	1 026 483	872 511	741 634	630 389	535 831
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	3 054 649	3 661 214	3 004 211	2 606 386	2 103 680	1 979 334	1 400 433	1 020 386	860 643	583 315	536 107	111 354	-34 278
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	3 054 649	3 661 214	3 004 211	2 606 386	2 103 680	1 979 334	1 400 433	1 020 386	860 643	583 315	536 107	111 354	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	610 930	732 243	600 842	521 277	420 736	395 867	280 087	204 077	172 129	116 663	107 221	22 271	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	2 143 642	2 293 008	1 621 203	1 188 941	704 587	570 090	165 848	-105 229	-246 655	-469 197	-498 864	-819 502	-919 498

Таблица П 4.2.19 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 2)

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 (без НДС)	тыс.тг	407 581 013	4 033 674	5 835 078	7 600 794	8 504 078	9 029 888	10 872 914	12 460 771	14 538 328	19 794 593	24 876 977	25 166 354	24 756 464
Итого приток средств	тыс.тг	407 581 013	4 033 674	5 835 078	7 600 794	8 504 078	9 029 888	10 872 914	12 460 771	14 538 328	19 794 593	24 876 977	25 166 354	24 756 464
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	326 117 627	4 319 102	5 399 132	6 347 501	7 047 490	7 628 788	8 869 559	9 745 250	11 450 421	14 495 627	17 567 394	18 236 869	17 864 073
прямые затраты	тыс.тг	74 606 061	1 785 626	1 900 563	2 019 146	2 150 292	2 328 946	2 457 141	2 538 564	2 707 787	2 948 601	3 130 060	3 175 808	3 227 701
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	35 679 117	424 438	569 161	705 837	787 459	853 062	984 531	1 117 395	1 290 658	1 690 802	2 105 560	2 185 441	2 163 308
расходы периода	тыс.тг	215 832 448	2 109 039	2 929 408	3 622 518	4 109 738	4 446 780	5 427 887	6 089 291	7 451 976	9 856 225	12 331 775	12 875 620	12 473 063
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	43 430 850	205 290	3 254 875	27 447	2 376 603	2 473 105	2 211 905	2 308 945	4 675 555	7 197 960	4 962 825	2 532 575	5 186 665
Бурение	тыс.тг	37 972 786	85 230	2 040 986	4 230	1 992 707	2 009 762	2 052 488	2 107 785	4 334 879	6 681 282	4 573 497	2 346 403	4 812 114
Обустройство	тыс.тг	5 458 064	120 060	1 213 889	23 217	383 896	463 343	159 416	201 160	340 676	516 678	389 329	186 172	374 551
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	7 384 353	0	0	0	0	0	0	181 383	208 331	495 991	833 800	776 021	704 484
Итого отток средств	тыс.тг	376 932 829	4 524 392	8 654 007	6 374 947	9 424 092	10 101 893	11 081 464	12 235 578	16 334 307	22 189 579	23 364 020	21 545 465	23 755 222
Поток денежной наличности	тыс.тг	30 648 184	-490 718	-2 818 928	1 225 847,01	-920 014,28	-1 072 004,47	-208 549,95	225 192,64	-1 795 979,20	-2 394 985,60	1 512 957,62	3 620 889,06	1 001 242,49
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	3 232 552	-490 718	-2 543 012	997 619	-675 441	-709 993	-124 604	121 378	-873 276	-1 050 551	598 695	1 292 582	322 438
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	456 962	-490 718	-2 451 242	926 916	-604 924	-612 922	-103 686	97 357	-675 175	-782 925	430 077	895 028	215 210
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	-1 197 268	-490 718	-2 349 107	851 283	-532 416	-516 977	-83 812	75 417	-501 225	-556 997	293 221	584 794	134 755
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	30 648 184	-490 718	-3 309 646	-2 083 799	-3 003 814	-4 075 818	-4 284 368	-4 059 176	-5 855 155	-8 250 140	-6 737 183	-3 116 294	-2 115 051
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	3 232 552	-490 718	-3 033 730	-2 036 110	-2 711 551	-3 421 544	-3 546 148	-3 424 770	-4 298 046	-5 348 597	-4 749 902	-3 457 320	-3 134 882
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	456 962	-490 718	-2 941 960	-2 015 044	-2 619 968	-3 232 890	-3 336 576	-3 239 219	-3 914 394	-4 697 319	-4 267 242	-3 372 214	-3 157 004
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	-1 197 268	-490 718	-2 839 825	-1 988 542	-2 520 958	-3 037 936	-3 121 747	-3 046 331	-3 547 555	-4 104 552	-3 811 331	-3 226 537	-3 091 782

Продолжение таблицы П.4.2.19

Составляющие	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
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	24 773 338	24 185 091	22 859 870	21 687 144	20 605 763	19 464 262	17 820 018	16 550 669	15 785 834	15 069 714	14 406 592	13 752 544	13 150 260
Итого приток средств	тыс.тг	24 773 338	24 185 091	22 859 870	21 687 144	20 605 763	19 464 262	17 820 018	16 550 669	15 785 834	15 069 714	14 406 592	13 752 544	13 150 260
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	17 951 647	17 321 891	17 133 971	16 767 322	16 535 663	15 813 471	14 998 847	14 322 655	13 898 707	13 613 888	13 128 850	13 010 801	12 648 707
прямые затраты	тыс.тг	3 301 058	3 216 633	3 206 866	3 281 546	3 359 874	3 481 520	3 478 916	3 533 659	3 469 963	3 558 405	3 419 693	3 497 627	3 430 067
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	2 178 809	2 122 165	2 003 887	1 878 981	1 778 102	1 677 242	1 549 635	1 440 912	1 350 621	1 294 837	1 227 146	1 177 726	1 121 403
расходы периода	тыс.тг	12 471 780	11 983 093	11 923 218	11 606 795	11 397 687	10 654 710	9 970 296	9 348 084	9 078 124	8 760 646	8 482 011	8 335 448	8 097 237
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	6 017 100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг	4 931 423	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг	1 085 678	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	610 930	732 243	600 842	521 277	420 736	395 867	280 087	204 077	172 129	116 663	107 221	22 271	0
Итого отток средств	тыс.тг	24 579 677	18 054 134	17 734 813	17 288 600	16 956 399	16 209 338	15 278 933	14 526 733	14 070 836	13 730 551	13 236 072	13 033 072	12 648 707
Поток денежной наличности	тыс.тг	193 661,45	6 130 957,20	5 125 056,88	4 398 544,04	3 649 363,65	3 254 924,36	2 541 084,68	2 023 936,62	1 714 998,18	1 339 162,90	1 170 519,88	719 472,42	501 553,20
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	56 262	1 606 809	1 211 711	938 153	702 176	564 981	397 902	285 903	218 549	153 951	121 393	67 312	42 331
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	36 197	996 452	724 317	540 557	389 988	302 467	205 333	142 213	104 787	71 151	54 079	28 904	17 521
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	21 720	573 023	399 173	285 490	197 386	146 710	95 446	63 351	44 734	29 109	21 203	10 860	6 309
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	-1 921 390	4 209 567	9 334 624	13 733 168	17 382 532	20 637 456	23 178 541	25 202 478	26 917 476	28 256 639	29 427 159	30 146 631	30 648 184
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	-3 078 620	-1 471 811	-260 100	678 052	1 380 228	1 945 210	2 343 112	2 629 015	2 847 565	3 001 516	3 122 909	3 190 221	3 232 552
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	-3 120 807	-2 124 355	-1 400 038	-859 481	-469 492	-167 026	38 307	180 520	285 306	356 457	410 536	439 440	456 962
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	-3 070 062	-2 497 039	-2 097 866	-1 812 376	-1 614 990	-1 468 280	-1 372 834	-1 309 483	-1 264 749	-1 235 640	-1 214 437	-1 203 577	-1 197 268