

АО «КРИСТАЛЛ МЕНЕДЖМЕНТ»  
ТОО «GEO SCIENCE CONSULTING»

Государственная лицензия № 0003328 от 13.01.2010 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор  
АО «Кристалл Менеджмент»



Д. Сайзинұлы

2026 г.

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКОЛЬ  
(по состоянию на 01.01.2026 г.)

Директор  
ТОО «Geoscience Consulting»

Ебрашева А.Е.

Директор  
ТОО «QazPetroSim»

Алашаев Ж.Ш.

г. Астана, 2026 г.

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Руководитель проекта _____ Кадыров Т.А.	(общее руководство)
Ответственный исполнитель по геологии _____ Берекетов А.С.	(главы 1, 2, 11)
Ответственный исполнитель по разработке _____ Омирбекова А.Н.	(введение, главы 3, 4, 8, 9, 12)
Старший инженер-разработчик _____ Ангикова А.А.	(главы 3, 4)
Инженер-технолог _____ Алжигитова А.Т.	(главы 6, 7, 8, 9)
Специалист по экономическому анализу _____ Молдагалиев А.Б.	(главы 3, 4, 5, 13)
Специалист эколог _____ Сапаев Т.М.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: \_\_\_\_\_ Исмуханова Г.Д.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>РЕФЕРАТ</b> .....	5
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	6
<b>1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ</b> .....	12
<b>2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	14
2.1 Характеристика геологического строения .....	14
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности .....	32
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды .....	49
2.4 Физико-гидродинамические характеристика .....	59
2.5 Запасы нефти и газа .....	68
<b>3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ</b> .....	72
3.1 Анализ гидродинамических исследований скважин и энергетическое состояние залежей месторождения .....	72
3.2 Анализ текущего состояния разработки .....	83
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов .....	98
3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки .....	101
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей .....	105
<b>4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ</b> .....	110
4.1 Технологические показатели вариантов разработки .....	110
4.2 Экономические показатели вариантов разработки .....	119
<b>5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ</b> .....	134
5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора, рекомендуемого к утверждению варианта .....	134
<b>6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ</b> .....	136
6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования .....	136
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин .....	141
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин .....	144
6.4 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента .....	149
6.5 Программа утилизации сырого газа .....	152
<b>7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН</b> .....	155
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ .....	155
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин .....	157
<b>8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ</b> .....	162
<b>9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ</b> .....	163
<b>10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b> .....	172
10.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	173
10.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов .....	174
10.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира .....	175
10.4. Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов .....	177

---

10.5. Мероприятия по охране недр .....	178
10.6. Мероприятия по ликвидации аварий.....	179
10.7. Противоэпидемическая безопасность и мероприятия .....	181
10.8. Заключение.....	182
<b>11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>183</b>
<b>12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....</b>	<b>184</b>
<b>13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ .....</b>	<b>185</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>187</b>
<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>190</b>

## РЕФЕРАТ

Работа содержит \_\_\_ страниц, в т.ч. \_\_\_ таблиц, \_\_\_ рисунков, \_\_\_ табличных приложений, \_\_\_ графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, СКВАЖИНА, ДЕБИТ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖИ, РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ, БУРЕНИЕ, ДОБЫЧА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОЕКТНЫЕ И ФАКТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

Объект исследования – разработка газонефтяных залежей месторождения Караколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти и газа на месторождении.

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах флюидов в пластовых и поверхностных условиях.

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

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 3 варианта разработки.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению вариант разработки месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Караколь.

Анализ в работе выполнен по состоянию изученности на 01.01.2026 г.

## ВВЕДЕНИЕ

Лицензионной территорией участка добычи месторождения Караколь, владеет АО «Кристалл Менеджмент» согласно Контракту № 5276-УВС от 17.10.2023 г. на добычу углеводородов на территории участка добычи месторождения Караколь в Кызылординской области.

Участок добычи (горный отвод) глубиной участка недр до абсолютной отметки минус 2100 м имеет площадь 26,16 км<sup>2</sup>.

Геологоразведочные работы на месторождении Караколь были проведены в период с 2016 по 2022 гг. на основании Контракта № 3996-УВС от 07.02.2014 г. на разведку и добычу углеводородов на территории участка (Блока А) в Кызылординской, Улытауской и Актюбинской областях.

В 2023 г. территория участка добычи месторождения Караколь выделена в отдельный Контракт № 5276-УВС от 17.10.2023 г. (Дополнение № 11 к Контракту 3996-УВС от 07.02.2014 г.).

В 2015 г. компанией ТОО «SED» было разработано «Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», которое было утверждено МЭ РК (письмо № 08-2-03-7054/И от 20.11.2015 г.).

Проектным документом было скорректировано местоположение первых поисковых скважин и пересмотрены сроки строительства скважин, а также дополнительно были заложены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км. Согласно вышеназванному дополнению к проектному документу, были выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» были составлены и утверждены два отчета: «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 772 от 01.07.2017 г.) и «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части Блока А (Черкитаусской грабенсинклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Запказнедра» № 64/2017 от 04.06.2017 г.).

По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 1000 кв.км, были выявлены структуры – Досжан, Сулутабан, Бестобе, Караколь, Дарьябай, Ровное Юго- Восточное, Егизкара, Караколь Северный и Дарьябай Северный.

В 2016 г. ТОО «КазНИГРИ» было составлено «Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-03-03-4878/И от 26.09.2016 г.).

В 2017 г. компанией ТОО «SED» было разработано «Дополнение №4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 10-03-2247/И от 10.05.2017 г.).

Проектом предусматривалось проведение 2Д/3Д сейсморазведочных работ в объеме 300 пог.км и 80 кв.км, соответственно, а также бурение шести поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1\_3, КМ-1\_4 и КМ-1\_5), Караколь (КМ-7), Досжан (КМ-6) и Бестобе (КМ-4).

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» был составлен и утвержден отчет «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 787 от 06.03.2018 г.). В результате вышеназванной работы были детализированы структуры Коныс Западный 1, 2, 3, 4 и подготовлены к поисковому бурению. В результате бурения поисковых скважин уточнилось строение месторождения Северный Майбулак, а также были открыты новые залежи нефти и газа на структурах Досжан, Бестобе и Караколь.

Первооткрывательницей месторождения Караколь является скважина КМ-7, из отложений кумкольской свиты верхней юры и дощанской свиты средне-нижней юры, в которой были получены промышленные притоки нефти с газом.

В 2018 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)», послуживший основанием для разработки проектного документа «Проект пробной эксплуатации месторождения Караколь по состоянию изученности на 01.01.2019 г.», который был рассмотрен и утвержден ЦКРР МЭ Республики Казахстан. Показатели ПЭ утвердили на 3 года (март 2019 г. – февраль 2022 г.).

В 2020 г. выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2020 г.», утвержденный ГКЗ Республики Казахстан.

В рамках вновь утвержденного Оперативного подсчета запасов дополнительно установлены четыре горизонта – Ю-0-1, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, IV-2-5, запасы нефти и газа которых оценены по категории С<sub>2</sub>.

В 2020 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен «Дополнение №1 к проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь по состоянию изученности на 01.05.2020 г.», которое было утверждено ЦКРР МЭ Республики Казахстан (протокол № 4/12 от 24.09.2020 г.) с технологическими показателями в период с 01.05.2020 г. по 14.07.2022 г.

В 2021 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» было выполнено «Дополнение № 2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь по состоянию на 01.10.2021 г.», утвержденное ЦКРР МЭ РК (протокол № 24/6 от 31.03.2022 г. В ДППЭ №2 было предусмотрено бурение 4 новых опережающих добывающих скважин (К-3, К-4, К-5 и К-8) в 2022-2023 гг., в целях доразведки – бурение оценочной скважины К-9 на II блоке в 2023 г., рассчитаны проектные показатели ПЭ с 01.10.2021 г. до окончания периода разведки (31.10.2023 г.), однако, решением ЦКРР РК срок пробной эксплуатации был ограничен до 15.07.2022 г. т.к. согласно законодательству РК в области недропользования срок ПЭ не должен превышать 3 года (15.07.2019-15.07.2022 гг.). Доразведку месторождения посредством бурения оценочной скважины К-9 и опережающих добывающих скважин (К-3, -4, -5, -8) и проведения соответствующих работ в них при условии их бурения, было рекомендовано провести при наличии экологического разрешения на вышеуказанный проект (экологическое разрешение было получено на 2022 г.).

В 2022 г. выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2022 г.» (протокол № 2452-22-У от 07.09.2022 г.).

На основе утвержденных ГКЗ РК запасов нефти в 2022 г. был составлен «Проект разработки месторождения Караколь по состоянию на 01.01.2022 г.», который был рассмотрен и утвержден на ЦКРР РК в декабре 2022 г. (протокол № 35/8 от 08.12.2022 г.).

В ПР-2022 была запроектирована промышленная разработка 2-х основных и одного возвратного эксплуатационных объектов. К реализации был утвержден 2 вариант, предусматривающий разработку существующим фондом добывающих скважин – 4 ед. плюс дополнительное бурение 5-ти добывающих скважин, а именно:

- I – основного объекта (продуктивный горизонт Ю-III) существующим фондом скважин, который составил 1 ед. (К-2) плюс бурение 3-х добывающих скважин (К-3, К-4, К-5)) в 2022-2023 г. Фонд добывающих скважин составит 4 ед.
- II – основного объекта (продуктивный горизонт Ю-IV-2-2) – существующим фондом скважин, который составил 3 ед. (К-1, К-6, КМ-7) плюс бурение 2-х добывающих скважин (К-8, К-10) в 2022-2023 гг. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.

- III – возвратного объекта (продуктивный горизонт Ю-IV-2-1) – возвратным фондом 3-х добывающих скважин после отработки на нефть путем перевода со II объекта 2-х скважин (К-1, КМ-7) в 2041 г. и с I объекта - 1 скважины (К-5) в 2045 г. Возвратный фонд добывающих скважин составит 3 ед.

Разработка 3-х объектов в ПР-2022 предусматривалась на режиме истощения без ППД. Система размещения скважин – избирательная. Способ эксплуатации – механизированный.

В ПР-2022 проектные технологические показатели утвердили на 3 года (2023-2025 гг.). С 15.07.2022 г. 4 добывающие скважины (К-1, К-2, К-6, КМ-7) на месторождении Караколь были остановлены в связи с ограничением срока пробной эксплуатации (до 15.07.2022 г.) и находились в наблюдательном фонде.

В промышленную разработку в 2023 г. месторождение Караколь не ввели в связи с длительным получением разрешительных документов, а также с отсутствием земельного отвода и Проекта обустройства месторождения.

В 2023 г. АО «Кристалл Менеджмент» занималось получением: контракта на добычу УВ, горного отвода, экологического разрешения (более подробно см. ниже), также получением земельного отвода для выполнения Проекта обустройства.

В феврале 2023 г. было подано заявление в Министерство энергетики РК на закрепление периода добычи по месторождению Караколь сроком на 25 лет.

В марте 2023 г. РГУ «Комитетом геологии Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК» ТОО «Кристалл Менеджмент» был выдан горный отвод (участок недр расположен в Кызылординской области) для осуществления операций по недропользованию на месторождении Караколь (протокол от 26.05.2023 г. № 20/3).

В мае 2023 г. Министерством энергетики РК к Контракту на разведку и добычу УВ №3996-УВС от 07.02.2014 г. было выдано Дополнение № 9 на проведение добычи углеводородов в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях РК. Компетентным органом было принято решение выдать разрешение АО «Кристалл Менеджмент» на закрепление периода добычи УВ по месторождению Караколь сроком на 25 лет (с 02.03.2023 г. до 02.03.2048 г.).

Программа развития переработки сырого газа месторождения Караколь утверждена в августе 2023 года (протокол РГ МЭРК №3 от 11.08.2023 г.) на период 2023-2024 гг. На основании утвержденной Программы развития переработки сырого газа было получено Разрешение на сжигание в факелах сырого газа от 02.10.2023 г.

После утверждения Программы развития переработки сырого газа и получения Разрешения на сжигание в факелах сырого газа было получено Экологическое разрешение на воздействие для объектов 1 категории №: KZ88VCZ03383525 от 24.11.2023 г.

В июле 2023 г. были начаты работы по оформлению Земельного отвода для целей добычи полезных ископаемых. В декабре 2023 г. был получен Земельный отвод на месторождение Караколь, что позволило начать Государственную экспертизу проекта обустройства.

В 2023 г. компанией АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Караколь по состоянию на 01.11.2023 г.», который является первым после утверждения действующего Проекта разработки. Анализируемый период в Авторском надзоре 2022 – 01.11.2023 гг. (1 год и 10 месяцев).

По завершению Проекта обустройства месторождение введено в промышленную разработку в апреле 2024 г.

В 2024 г. утверждена Корректировка программы развития переработки сырого газа месторождения Караколь (протокол РГ МЭРК №17/5 от 23.08.2024 г.) на 2025 г. На основании утвержденной Корректировки было получено Разрешение на сжигание в факелах сырого газа от 15.10.2024 г.

В 2024 г. разработан и согласован Анализ разработки месторождения Караколь по состоянию изученности на 01.10.2024 г. (протокол ЦКРР РК 58/5 от 19.12.2024 г.). В рамках Анализа уточнены прогнозные технологические показатели на период 2024-2026 гг.

В рамках реализации АР-2024 были выполнены следующие работы:

- Бурение и испытание 4 новых эксплуатационных скважин (№№ К-3, К-4, К-5, К-8);
- Бурение и испытание одной оценочно-эксплуатационной скважины (№ К-10);
- Отбор и анализ проб флюидов нефти, газа и пластовой воды;
- Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 3Д.

По итогам проведенных работ и полученных результатов в 2025 г. был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Караколь по состоянию на 01.08.2025 г.» (протокол ГКЗ РК № 2790-25-У от 15.12.2025 г.).

Утвержденные запасы нефти и газа, согласно протоколу ГКЗ РК № 2790-25-У от 15.12.2025 г. составили:

***Нефть***

$C_1$  – 4517 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 1198,2 тыс.т.;

$C_2$  – 413 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 36,5 тыс.т.

***Растворенный газ***

$C_1$  – 847,5 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 225,6 млн.м<sup>3</sup>;

$S_2$  – 64,6 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 4,7 млн.м<sup>3</sup>;

***Газ из газовой шапки***

$S_1$  – 624 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 562 млн.м<sup>3</sup>.

На основе новых утвержденных запасов составлен настоящий «Проект разработки месторождения Караколь» по состоянию изученности на 01.01.2026 г.

Целью проекта является: обоснование рациональной системы разработки месторождения на основе результатов исследований месторождения за предшествующий период. На основе имеющихся данных обосновано выделение эксплуатационных объектов разработки на месторождении. В рамках проекта, на основе анализа текущего состояния сделаны основные выводы и представлены рекомендации на дальнейшую разработку месторождения Караколь.

В проекте использованы все имеющиеся геолого-геофизические материалы, предоставленные инженерно-геологической службой АО «Кристалл Менеджмент». Авторы выражают благодарность специалистам компании АО «Кристалл Менеджмент» за сотрудничество при выполнении настоящей научно-исследовательской работы.

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Газонефтяное месторождение Караколь в административном отношении расположено на территории в Жалагашском районе Кызылординской области (рисунок 1).

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

Район месторождения Караколь имеет достаточно развитую инфраструктуру на соседних месторождениях Майбулак и Арыскум, принадлежащих АО «ПККР». При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружена на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. До промысла месторождения Нуралы ТОО СП КГМ расстояние составляет около 150 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 140 и 130 км и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 215 км, г. Жезказган - в 280 км к северо-востоку.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чиём, серой полынью, ковыльными и прочими представителями мелкотравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой. Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.



## 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Газонефтяное месторождение Караколь расположено в Кызылординской области Республики Казахстан. Месторождение было открыто в 2017 г., когда в скважине КМ-7 из отложений кумкольской свиты верхней юры и дощанской свиты нижней-средней юры получили притоки нефти с газом. По состоянию на 01.01.206 г. на месторождении числятся 9 скважин.

### *2.1 Характеристика геологического строения*

#### *Литолого-стратиграфическая характеристика*

Литолого-стратиграфический разрез месторождения Караколь изучен поисковыми, оценочными и добывающими скважинами КМ-7, К-1, К-2, К-6, К-3, К-4, К-5, К-8 и К-10. Разрез месторождения слагают метаморфические породы палеозойского возраста, на которых с региональным размывом залегают мезо-кайнозойские отложения, представленные юрской, меловой и палеоген-неоген-четвертичной системами (граф. прил.1). Максимальная глубина вскрытия разреза составила 2350 м в скважине КМ-7.

При стратиграфическом расчленении разреза и литолого-фациальной характеристике использованы материалы бурения скважин, анализы керн и шлама, результаты интерпретации данных сейсморазведки (кн. I, текст. прил. 1).

#### **Палеозойская группа (PZ)**

Палеозойские отложения вскрыты скважиной КМ-7, в которой они пройдены в интервале 2192-2350 м. Вся эта толща сложена преимущественно кристаллическими сланцами, переслаивающимися с песчаниками и сланцами в кровельной части, с включениями кварцитов и аргиллитов ниже по разрезу. В подошвенной части встречаются гравелиты с песчаниковым заполнением зеленого цвета. Гравелит разного состава: из песчаников метаморфизованных, глинисто-карбонатных обломков, кремний темного, почти черного цвета с трещинками, заполненными кальцитом. Видны коричневого цвета прожилки глины. Кристаллические сланцы серовато-зеленые, зеленовато-серые, кварц-хлорит-плагиклазового состава, плотные, средне крепкие, структура кристаллическая, гранолепидобластовая, текстура пятнистая, трещиноватые, с заполненными кристаллическим кальцитом трещинами, с включениями зерен плагиоклазов и кварца, вкраплениями железистых минералов.

Сланцы слюдисто-глинистые, темно-буровато-серые, массивные, средне крепкие, крепкие, однородные, плитчатые, оскольчатые, не карбонатные, углефицированные.

Песчаники кварцитовидные, серовато-зеленые, беловато-зеленые, плотные, мелко-среднезернистые, с включением зерен крупной песчаной размерности, пятнистые, крепкие,

плитчатые, частично перетертые, комковатые, агрегаты; кварц, полевые шпаты, силициты, обильно хлорит в виде пигмента в зернах, развитых по цементу включений, кальцит, незначительно мусковит, единичные желваки сульфидов, фрагменты каолина, незначительное ожелезнение в виде корок лимонита на зернах и агрегатах; зерна прозрачные, зеленые, матовые, белые, угловатые, полуокатанные, окатанные, вытянутые, средне отсортированные. Цемент кварцево-кальцитовый, кремнисто-кварцевый, базальный, отмечаются агрегаты с коррозионным типом цементации.

Кварциты беловато-серые, серовато-зеленые, сколы и мелкозернистые агрегаты кварцевого-кремнистого состава, крепкие, плотные, массивные, местами пятнистые, обильно хлорит в виде пигмента и развитых по цементу прожилков, местами слабое ожелезнение, зерна полевых шпатов, кристаллы кальцита. Цемент кремнистый, кварцевый, базальный, коррозионный, отмечаются стекловидные агрегаты со сливной структурой, цементация очень прочная.

Аргиллиты темно-красные, железистые, плотные, крепкие, окварцованные, частично кремнелые, плитчатые, угловатые, трещиноватые, трещины залечены кремнеземом и кристаллическим кальцитом, тонкие вкрапления хлорита, зерна кварца, незначительно известковистые.

Отложения фундамента пройдены не на полную мощность. Вскрытая толщина составляет 158 м (скв. КМ-7).

### **Мезозойская группа (MZ)**

Отложения мезозойской эпохи с региональным размывом и угловым несогласием залегают на отложениях палеозоя. В разрезе отсутствуют осадочные и осадочно-метаморфические формации, относящиеся к триасовому возрасту.

### **Юрская система – J**

Отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами, ниже-средне-верхнеюрские отложения расчленяются на айбалинскую, дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

### **Нижний отдел – J1**

Нижний отдел юрской системы представлен айбалинской свитой J1ab.

**Айбалинская свита (J1ab).** Свита представлена в основном сланцами слюдисто-глинистыми, темно-буровато-серыми, темно-серыми, массивными, микро-тонкозернистыми, средне крепкими, хрупкими, полуплитчатыми, плитчатыми, алевролитистыми, частично перетертыми, комковатыми, глиноподобными, не карбонатными, участками хлоритизированными; с включениями тонкозернистого кварцевого песка,

полевых шпатов. Встречаются прослойки гравелитов светло-серых, зеленовато-серых, разного размера и состава, переслаивающихся с тесно-серой, алевритистой глиной. Гравелит представлен обломками угловатыми, иногда не окатанными глинистыми, разнозернистым песчаником, кварцитами, глауконитовыми агрегатами. Местами имеются включения песчаника. Песчаники светло-серые, беловато-серые, кварцевые, кварцитовидные, мелкозернистые, примесь кремнистых обломков и зерен крупной песчаной размерности, крепкие, массивные, плотные; кварц, силициты, полевые шпаты, слюда; зерна от угловатых до окатанных, сортировка средняя.

Отложения мощностью 70 м вскрыты скважиной КМ-7.

### **Нижний и средний отделы – J1-2**

В разрезе нерасчлененных средне-нижнеюрских отложений выделяются породы дощанской свиты.

**Дощанская свита (J1-2ds).** В верхней части свиты отмечается чередование песчаников, глин и алевролитов. Ниже по разрезу начинается переслаивание песчаников со слюдисто-глинистыми сланцами, местами с включением прослоев алевролитов. Вся толща сложена в основном породами темно-серого цвета, местами встречаются небольшие включения углей.

Песчаники от светло-серого до темно-серого, черного цвета, тонко-мелкозернистые, средне крепкие, хрупкие, алевритовые, слабо глинистые; среднезернистые, состоящие из зерен кварца, полевых шпатов, слюды, кремнистых обломков, глауконита. Цемент кварцевый, полевошпатовый, контактового и контактово-порового типа, цементация средняя.

Глины светло-серые, светло-буровато-серые, темно-серые, мягкие, вязкие, комковатые, алевритистые, слоистые, сланцеватые, частично углефицированные, редкая слюда, с примесью тонкозернистого кварцевого песка, некарбонатные.

Алевролиты светло-серые, серые, слабо уплотнённые, глинистые, редкая слюда, с редкой примесью зёрен тонкой песчаной размерности, не карбонатные. С включением обуглившегося растительного детрита (ОРД).

Сланцы слюдисто-глинистые, темно-буровато-серые, плотные, массивные, средне крепкие, полу плитчатые, с примесью углефицированного материала, включением тонких зерен кварца полевых шпатов, частично перетертые, комковатые, слабо доломитистые, не карбонатные. Отложения свиты на полную мощность вскрыты скважиной КМ-7, которая составляет 352,8 м.

Продуктивные горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5 приурочены к песчаным коллекторам дощанской свиты.

### **Средний отдел – J2**

Породами карагансайской свиты представлены отложения средней юры.

**Карагансайская свита (J2kr).** Свита сложена чередованием сланцев и глин, в подошвенной части в редких местах встречаются прослой алевролитов.

Сланцы глинисто-слюдистые, темно-буровато-серые, массивные, однородные, средне крепкие, хрупкие, плитчатые, интенсивно углефицированные, алевритистые, незначительно хлоритизированные, слабо доломитизированные, редкие включения тонко-мелкозернистого кварцевого песка, зерна полевых шпатов, вкрапленики и микрогнезда каолина, единичные желваки и кристаллы сульфидов, гнезда углефицированного материала.

Глины зеленовато-серые, светло-серые, светло-зеленовато-серые, вязкие, комковатые, пластичные, алевритистые, микрослюдистые, частично углефицированные, прослоями с включением тонкозернистого кварцевого песка, не карбонатные.

Алевролиты светло-серые, массивные, плотные, слабо средне крепкие, хрупкие, микрослюдистые, глинистые, местами с обильными включениями тонковкрапленного ОРД, редкая примесь тонкозернистого кварцевого песка.

Толщина свиты варьирует в пределах 121,2-159,9 м в скважинах К-6 и К-2, в среднем составляя 133,4 м.

### **Верхний отдел – J3**

В разрезе верхнеюрских отложений выделяются породы кумкольской и акшабулакской свит.

**Кумкольская свита (J3km).** Кровельная часть свиты представлена в основном переслаиванием сланцев и глин от темно-серого до черного цветов, которые является покрывкой для газонефтенасыщенных песчаников, мощность которых достигает 100 м. В песчаниках отмечаются редкие и маломощные прослойки слюдисто-глинистых сланцев. Ниже по разрезу наблюдаются слюдисто-глинистые сланцы и редкие прослойки серых глин.

Песчаники светло-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые, алевритистые, текстура массивная и пятнистая, из-за обильных примазок, линзовидных пятен, отпечатков черного, темно-бурого битумно-угольного материала, микро-тонкопористые, средне крепкие, хрупкие; кварц и полевые шпаты, обильно серицит, редкие включения биотита, каолинит, силициты, единичный хлорит, зерна прозрачные, матовые, белые, черные,

зеленые, полуугловатые, полуокатанные и окатанные, хорошо отсортированные. Цемент кварцевый, контактового типа, цементация прочная.

Сланцы слюдисто-глинистые, темно-серые, тёмно-буровато-серые, плотные, крепкие, массивные, однородные, углефицированные, алевритистые, слабо хлоритизированные; излом неровный, неясно сланцеватый, землистый; слюда представлена микро-мелко чешуйчатым серицитом, также обильные тонкие вкрапленники белого каолина и черного углефицированного материала, единичные микроконкреции сульфидов, незначительно доломитизированные.

Глины темно-серые, серые, мягкие, вязкие, пластичные, интенсивно перетертые, алевритистые, редко полу плитчатые, средне крепкие, не карбонатные. Толщина отложений кумкольской свиты в среднем достигает 197,5 м.

К песчаным коллекторам кумкольской свиты приурочен продуктивный горизонт Ю-III.

**Акшабулакская свита (J3ak)** представляет собой песчано-глинистую толщу с прослоями алевролитов, реже известняков.

Песчаники беловато-серые, кварцевые, мелко-среднезернистые, плотные, средне крепкие, участками рыхлые, перетертые, алевритистые, местами сильно глинистые; кварц, обломки и зерна силицитов, полевые шпаты, глауконит, незначительно слюда (биотит), хлорит, кристаллы пирита; зерна полуугловатые, полуокатанные и окатанные, средне отсортированные. Цемент кварцево-полевошпатовый, полевошпат-глинистый и глинистый, порового типа, цементация умеренная; кварц, обломки и зерна силицитов, полевые шпаты, глауконит, незначительно слюда (биотит), хлорит, кристаллы пирита; зерна полуугловатые, полуокатанные и окатанные, средне отсортированные.

Глины от зеленовато-серых, светло-серых до коричневых, реже красновато-коричневых, однородные, массивные, участками алевритистые, микрослюдистые, мягкие, средне крепкие, местами вязкие, комковатые, от аморфных до полублочных, неравномерно алевритистые, крепкие фрагменты, от слабо карбонатных до не карбонатных.

Алевролиты светло-серые, зеленовато-серые, от рыхлых перетертых до средне крепких, полу плитчатых, массивные, местами пятнисто-полосчатые (включения ОРД), местами с примесью тонкозернистого кварцевого песка, слабо известковистые или не карбонатные, микрослюдистые.

Известняки глинистые, светло-серые, беловато-серые, текстура массивная, пятнистая (пятна, гнезда, микрослойки темно-бурого, черного углистого материала), структура пелитоморфная, микрокристаллическая, плотные, средне крепкие, алевритистые,

иногда с примесью тонкозернистого кварцевого песка; от плитчатых до комковатых, мелоподобных агрегатов, интенсивно перетертых, отмечаются примазки обильные хлорита. Средняя толщина акшабулакской свиты составляет 254,1 м. К акшабулакской свите приурочен продуктивный горизонт Ю-0-1.

### **Меловая система – К**

Меловая система в районе исследований залегает с региональным размывом и угловым несогласием на отложениях юры.

Меловой разрез представлен нижним и верхним отделами.

### **Нижний отдел – К1**

В разрезе нижнемеловых отложений выделяются породы даульской (неокомский надъярус), карачетауской (апт-альб) и кызылкиинской (верхний альб-сеноман) свит. В свою очередь даульская свита расчленяется на нижнюю (берриас-валанжин), содержащую арыскупский горизонт, и верхнюю (готерив-баррем) подсвиты.

**Арыскупский горизонт (K1ar)** представлен песчаниками зелеными, зеленовато-серыми, мелкозернистыми с прослоями коричневого аргиллита и мелкообломочного гравелита на глинистом цементе. В верхней части преобладают глины и алевролиты. Вскрытая толщина составляет в среднем 27,8 м.

**Нижнедаульская подсвита (K1nc1dl1).** Подсвита представлена преимущественно красновато-коричневыми глинами и алевролитами светло-зеленовато-серыми, при этом наблюдается преобладание глин по всему разрезу. В редких случаях присутствуют песчаники серые, светло-серые, тонко-мелкозернистые, рыхлые, алевроитовые, глинистые, полимиктовые, слабо-средне крепкие, в основном кварц, слюда, зерна глауконита, зерна полуугловатые, полуокатанные, средне и хорошо отсортированные. Цемент глинистый, очень слабый.

Глины красновато-коричневые, коричневые, местами зеленовато-серые, серые, участками алевроитистые и однородные, средне крепкие, отдельные аргиллитоподобные, крепкие фрагменты, массивные, уплотненные, мягкие, комковатые, полублочные, не карбонатные. Алевролиты зеленовато-серые, серые, массивные, слабо-средне крепкие, реже рыхлые, комковатые, на глинистом цементе, включения зерен кварца тонкой песчаной размерности, не карбонатные. Толщина отложений изменяется от 115,9 м до 124,1 м.

**Верхнедаульская подсвита (K1nc1dl2).** Верхняя часть верхнедаульской подсвиты представлена переслаиванием гравелитов пестроцветных, алевролитов, глин, с редкими маломощными прослойками песчаников, средняя и нижняя части сложены в основном переслаиванием глин, алевролитов и песчаников, с преобладанием последних.

Гравелиты пестроцветные, кремнистый гравий, зерна кварца средней песчаной размерности, обломки и зерна полевых шпатов, глауконита, слюда, фрагменты аргиллитов; зерна прозрачные, матовые, желтовато-серые, в основном полуокатанные и окатанные, плохо отсортированные. Без видимого цемента.

Алевриты темно-серые, местами зеленовато-серые, мягкие, рыхлые, перетертые, слюдистые, с большой примесью ОРД, реже тонко-мелкозернистого кварцевого песка, не карбонатные.

Глины красновато-коричневые, коричневые, реже зеленовато-серые, участками алевритистые, уплотненные, мягкие, комковатые, полублочные, не карбонатные.

Песчаники светло-серые, серые, кварцевые, в виде отдельных зерен; тонко-среднезернистые, алевритистые; кварц, силициты, глауконит, полевые шпаты, ОРД, слюда; зерна прозрачные, светло-зеленые, молочно-белые, черные, угловатые, полуугловатые, полуокатанные, окатанные, сортировка средняя. Цемент глинистый, контактовый, цементация очень слабая.

Толщина верхнедаульской подсвиты составляет в среднем 168,6 м.

Нерасчлененные аптский и альбский ярусы образуют отложения карачетауской свиты.

**Карачетауская свита (K1a+al2).** Породы карачетауской свиты характеризуются переслаиванием темно-серых глин, алевритов, песчаников и гравелитов:

Глины темно-серые, серые, плотные, средне крепкие, полуплитчатые, массивные, алевритовые, микрослюдистые, не карбонатные, обильно ОРД.

Песчаники светло-зеленовато-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые, рыхлые, слабо крепкие, глинистые, алевритистые; кварц, глауконит, слюда представлена биотитом и мусковитом, также полевые шпаты, включения ОРД; зерна прозрачные, зеленые, темно-серые, красные, белые, полуугловатые, полуокатанные, сортировка средняя. Цемент глинистый, контактово-поровый, цементация различная.

Алевриты зеленовато-серые, серые, слабо-средне крепкие, массивные, микрослюдистые, с включением зерен кварца тонкой песчаной размерности, агрегатами неравномерно переходящие в тонкозернистый глинистый, песчаник, незначительно ОРД, не карбонатные.

Гравелиты пестроцветные гравий и зерна грубой, местами средней песчаной размерности кремнисто-кварцевого состава, зерна глауконита, слюда, угловатые обломки аргиллитов и полевых шпатов, также отмечается большое содержание оскольчатых, угловатых кварцево-кремнистых фрагментов галек (конгломераты); зерна в основном

полуокатанные и окатанные, плохо отсортированные, на алевролит-глинистом слабом цементе, контактового типа.

Толщина вскрытых отложения карачетауской свиты варьирует от 286,6 до 333,2 м в скважинах К-1 и К-6 соответственно.

### **Нижний – верхний отделы - К1-2**

**Кызылкиинская свита (К1-2al3+s).** Кровля отложений кызылкиинской свиты представлена чередованием глин и песчаников с дальнейшими включениями прослоев алевролитов.

Глины светло-зеленовато-серые, массивные, плотные, прослоями однородные, пластичные, уплотненные, микрослюдистые, не карбонатные.

Песчаники коричневатого-серые, светло-серые, кварцевые, мелко-среднезернистые, рыхлые, слабо крепкие, в виде отдельных зерен, редкие сцементированные агрегаты, глинистые, алевроитовые; кварц, глауконит, слюда, полевые шпаты, обломки кремнистых пород, пирит; зерна прозрачные, зеленые, матовые, темно-серые, буровато-красные, полуугловатые, полуокатанные, окатанные, вытянутые, сортировка средняя. Цемент глинистый поровый, контактово-поровый, слабый.

Алевролиты светло-серые, беловато-серые, плотные, слабо-средне крепкие, массивные, микрослюдистые, с включением зерен кварца тонкой песчаной размерности, агрегатами неравномерно переходящие в тонкозернистый глинистый песчаник, незначительно ОРД, не карбонатные, участками отмечаются гнезда и микропрожилки биотита.

Свита имеет толщину от 183,9 м (скв. К-2) до 192,6 м (скв. К-1).

### **Верхний отдел – К2**

В его составе выделяются нерасчлененный кампан-маастрихтский ярус (К2km+m), нерасчлененные отложения верхнего турон-сантона (К2t+st) и балапанская свита нижнего турона (К2t).

**Балапанская свита нижнего турона (К2b)** представлена переслаиванием, с переменным преобладанием, тёмно-серых и серых глин, песчаников и алевролитов, из которых последние совсем исчезают к нижней части разреза.

Глины темно-серые, серые, пластичные, вязкие, частично слабо уплотненные, средне крепкие, песчанисто-алевроитистые, комковатые, не известковистые с тонкой примесью ОРД, не карбонатные.

Песчаники серые, темно-серые, средне-мелкозернистые, кварцевые, зерна кварца прозрачные, местами полупрозрачные, от угловатых до полуокатанных, хорошо и средне отсортированные, обильно пирит, ОРД, глауконит, на глинистом цементе.

Алевриты светло-зеленые, массивные, слабо средне крепкие, полуплитчатые, слюдистые, в основном однородные, реже с примесью тонкозернистого кварцевого песка, не карбонатные; местами неравномерно переходящие в алевритовые глины.

Толщина свиты в среднем составляет 117,7 м.

**Турон-сантонский ярус верхнего мела (K2t+st).** Отложения турон-сантона сложены пестроцветными глинами и средне-мелкозернистыми песчаниками, с преобладанием глин по всему разрезу.

Глины пестроцветные, красновато-бурые, светло-серые, желтовато-серые, светло-коричневые, светло-зеленые, мягкие, пластичные, вязкие, комковатые, алевритистые, не карбонатные.

Песчаники светло-серые, зеленовато-серые, представлены несвязанными зёрнами, средне-мелкозернистые, кварцевые, зерна кварца прозрачные, местами полупрозрачные, от угловатых до полуокатанных, хорошо и средне отсортированные, обильно пирит, ОРД, глауконит, преимущественно без видимой цементации и редко на глинистом цементе.

Толщина турон-сантонских отложений составляет 54,6 м при изменениях от 53,5 до 56,9 м.

**Кампан-маастрихтский ярус верхнего мела (K2km+m).** Отложения ярусов представлены чередованием коричневых, коричневатых-серых, местами зеленовато-серых, мягких, пластичных, слабо вязких, плотных, местами полуплитчатых, алевритовых и однородных, реже уплотненных, не карбонатных, с включением ОРД глин и песчаников светло-серых, зеленовато-серых, в основном представленных несвязанными зёрнами, средне-мелкозернистых, кварцевых, зерна кварца прозрачные, местами полупрозрачные, от угловатых до полуокатанных, хорошо и средне отсортированные, обильно пирит, ОРД, глауконит; без видимой цементации, реже в глинистом цементе, цементация слабая.

Отложения яруса вскрыты скважиной КМ-7 мощностью 49,4 м.

### **Кайнозой-KZ**

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем. Толщина вскрытых отложений кайнозоя составляет 188 м (скв. КМ-7).

### **Палеоген-неоген-четвертичная системы – P+N+Q**

Кровельная часть представлена сероцветными глинами с редкими пропластками песков, переслаивание песчаников и глин начинается со средней части и продолжается до конца разреза.

Глины светло-серые, зеленовато-серые, красновато-серые, серые, желтовато-коричневые, от аморфных до полублочных, плотные, массивные, алевритисто-песчанистые, переходящие в глинистые песчаники, реже однородные, частично перетертые, комковатые, пластичные, не карбонатные. С включением ОРД.

Пески серые, светло-коричневые, средне-мелкозернистые, глинистые, кварцевые, от окатанных до полуокатанных, полусферичные, зерна кварца прозрачные, местами полупрозрачные, средней сортировки, отмечается большое содержание пирита, реже глауконита и слюды.

Песчаники светло-серые, средне-мелкозернистые, кварцевые, рыхлые, кварцевые, слюдистые, алевритовые; кварц, глауконит, зерна и обломки силицитов, мусковит, ОРД, единичные кристаллы пирита, кальцит; зерна прозрачные, зеленые, темно-бурые, белые, угловатые, полуугловатые, полуокатанные, равномерно отсортированные, цемент глинистый, контактово-поровый, цементация слабая.

### *Тектоника*

Месторождение Караколь приурочено к северной части Арыскупской грабен-синклинали, которая имеет протяженность около 200 км при средней ширине 30 км. Особенностью строения Арыскупской грабен-синклинали является наличие разломного нарушения, проходящего вдоль всей ее осевой части и являющимся продолжением Главного Каратауского разлома (ГКР). Разлом пересекает весь разрез мезо-кайнозоя. К нему во внутренней части грабен-синклинали приурочена группа антиклинальных бескорневых инверсионных структур, выраженных в отложениях мела и верхней части юрского разреза (рис. 2.1). Ловушка Караколь является одной из таких структур.

Месторождение Караколь выделяется по горизонтам Па, Паг, III, IV, а также внутри айболинским горизонтам А11, А12 и представляет собой вытянутую с северо-запада на юго-восток цепочку структур, приуроченных к самому Главному Каратаускому разлому (рис. 2.2-2.8, графические приложения 2-3).

Тектоническое строение мезо-кайнозойских отложений рассматриваемого участка Арыскуп характеризуют структурные карты по основным отражающим горизонтам:

- I – кровля верхнего мела или подошва палеогена;
- II – в верхнеальбских отложениях или подошва кызылкинской свиты;
- Па – кровля валанжинских отложений или кровля верхнеидаульской подсвиты;
- II аг – в валанжинских отложениях или кровля арыскупского горизонта;

- III - подошва нижнемеловых отложений;
- IV - подошва кумкольской свиты;
- V - подошва отложений тоарского яруса или подошва дощанской свиты.

Небольшие изометричные или брахиформные структуры прослеживаются вдоль зоны нарушения на уровне юрских отложений (кумкольский и карагансайский горизонты). По меловым отложениям им соответствуют приразломные структуры по всему разрезу, немного смещенные в плане на запад, в соответствии с наклоном нарушения (13).

Месторождение Караколь по III отражающему горизонту выделяется как вытянутая с СЗ на ЮВ брахиантиклиналь, параллельная ограничивающему ее на севере Каратаускому разлому, и в крайней юго-восточной части на границе контрактной территории меняет свое простирание на субмеридиональное (рис. 2.2-2.3). При этом центральный оперяющий разлом Каратауского правостороннего сдвига делит структуру на несколько частей и состоит из более мелких сводов, которые имеют свои обособленные замыкания.

Южный свод данной части структуры Караколь в виде структурного носа протягивается субмеридионально на юг и имеет обособленное замыкание амплитудой около 5 м. Данное замыкание вниз по разрезу смещается слегка на восток.

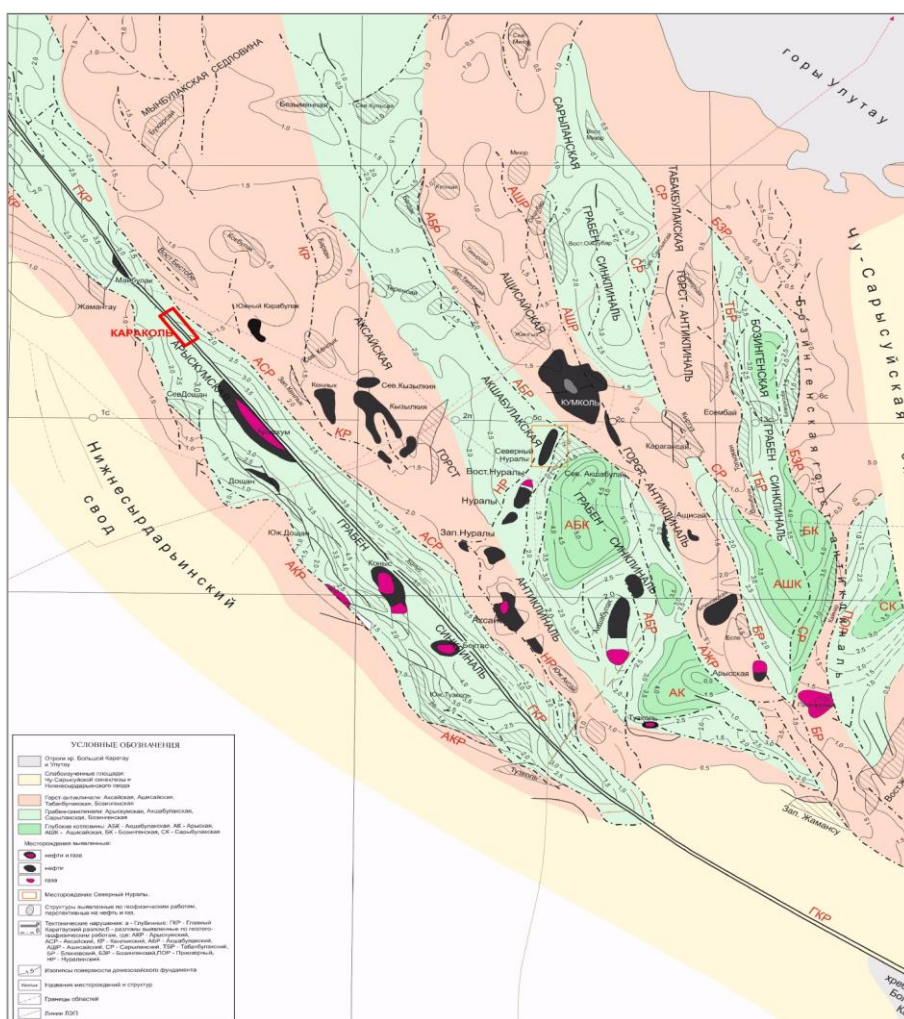


Рисунок 2.1 – Тектоническая схема

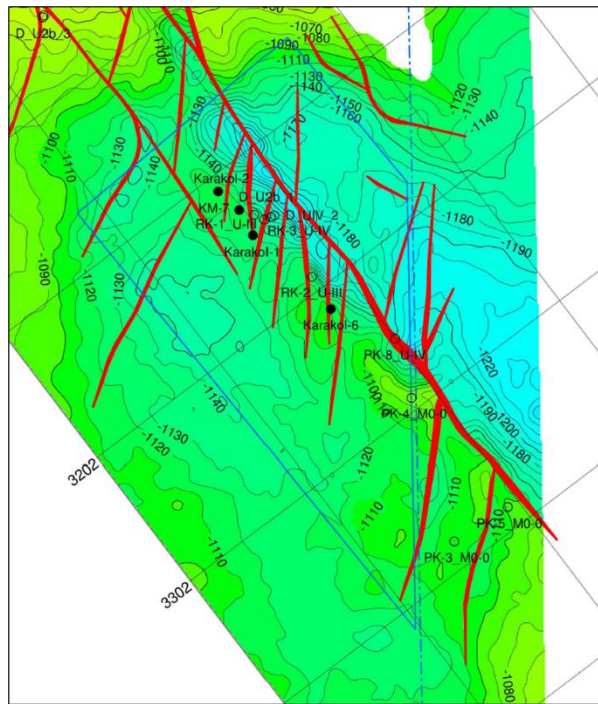


Рисунок 2.2 – Структурная карта по III отражающему горизонту (кровля юры) (PGS, 2024 г.)

По IV отражающему горизонту выделяется ограниченная с разных сторон поверхностью разрывных нарушений вытянутая антиклинальная складка Караколь: структура также раздроблена разрывными нарушениями и разделена на несколько сводов (рис. 2.4). Южная периклиналильная часть структуры выходит за пределы контрактной территории АО «Кристалл-Менеджмент».

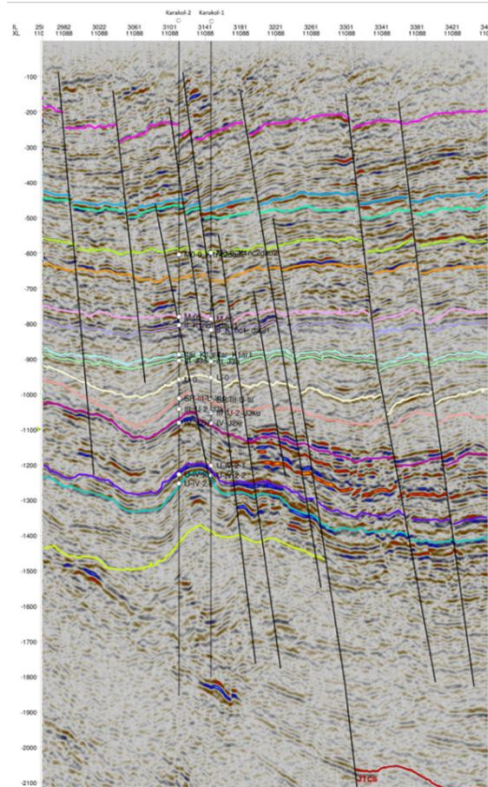


Рисунок 2.3 – Глубинный разрез по профилю XL11088 (PGS, 2024 г.)

По кровле дощанского коллектора (J1-2ds) структура имеет общую замыкающую изогипсу -1750 м, представлена также двумя сводами – СЗ свод по изогипсе -1670 м имеет площадь 0,57 кв. км, амплитуду 20 м, ЮВ свод – по изогипсе -1670 м, площадь – 0,06 кв. км, амплитуду 10 м (рис. 2.5-2.6).

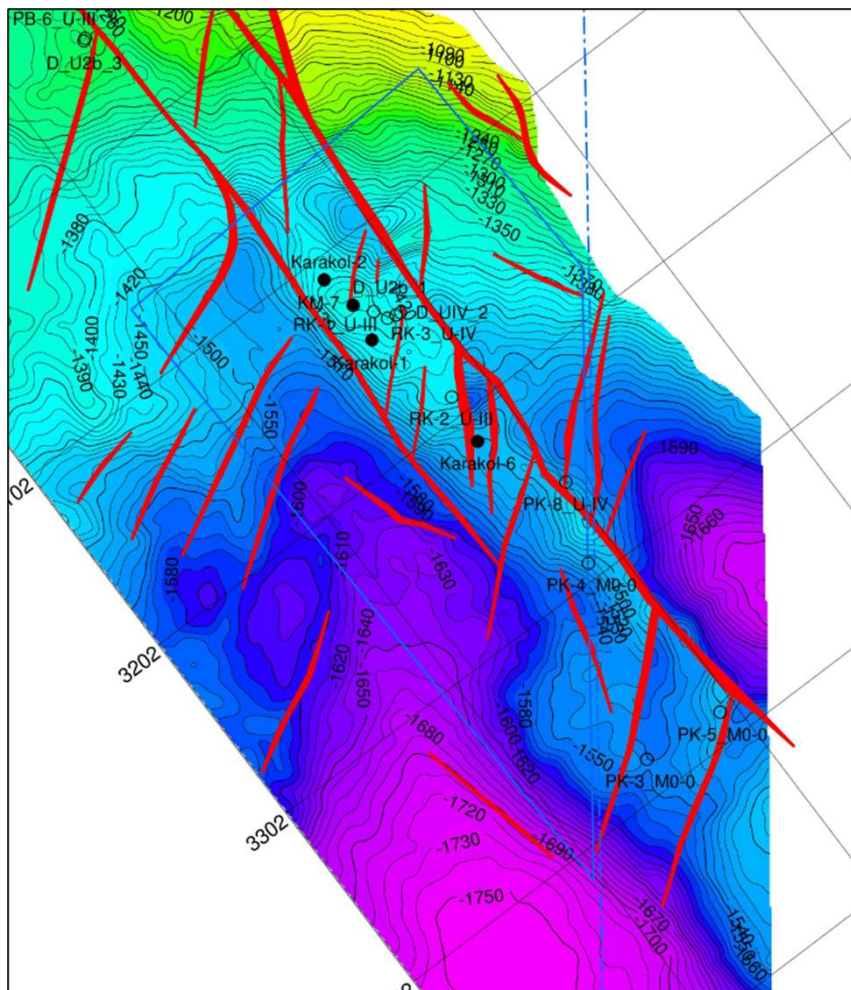


Рисунок 2.4 – Структурная карта по IV отражающему горизонту (кровля карагансайской свиты) (PGS, 2024 г.)

Кулисообразные разломные нарушения на территории являются оперяющимися сегментами основного Главного Каратауского разлома (ГКР), который в свою очередь является северной частью регионального Каратау-Таласо-Ферганского (КТФ) правостороннего сдвига. ГКР и связанные с ним перистые разломы являются доминирующим путем миграции нефти и газа. Разломы горизонтального сдвига в Арыкумском грабене проникли через все осадочные толщи и многократно реактивировались, в результате чего углеводороды из нефтяной кухни в грабене поднимались до структурных и литологических ловушек в различных горизонтах вдоль разлома.

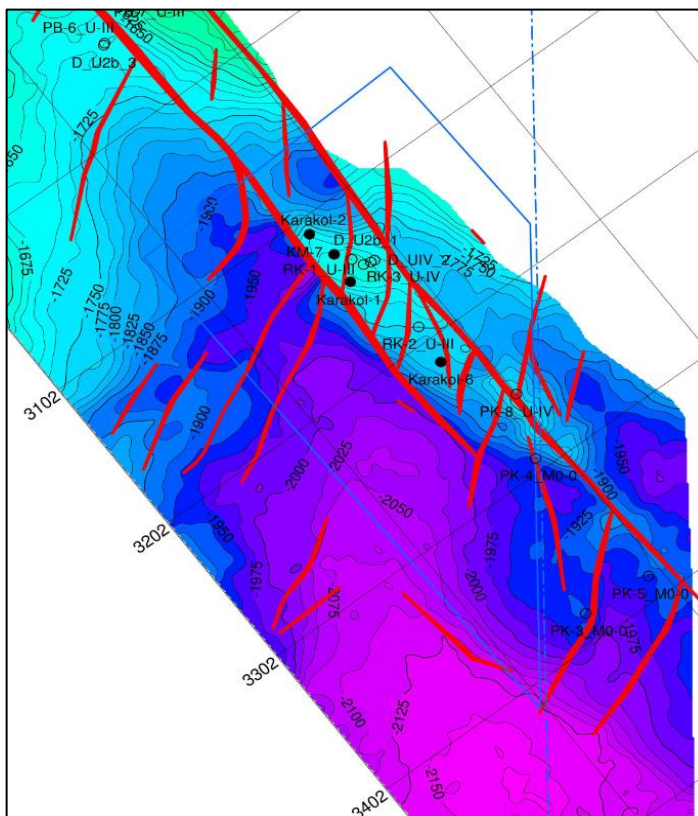


Рисунок 2.5 – Структурная карта по кровле дощанского коллектора J1-2ds (PGS, 2024 г.)

Сазымбайские отложения в пределах Арыскупского участка 3Д развиты локально только в самой юго-восточной части территории. Они выделяются узкой полосой вдоль Каратауского разлома, возвышаясь в северо-западном направлении от -3700 м до -1500 м.

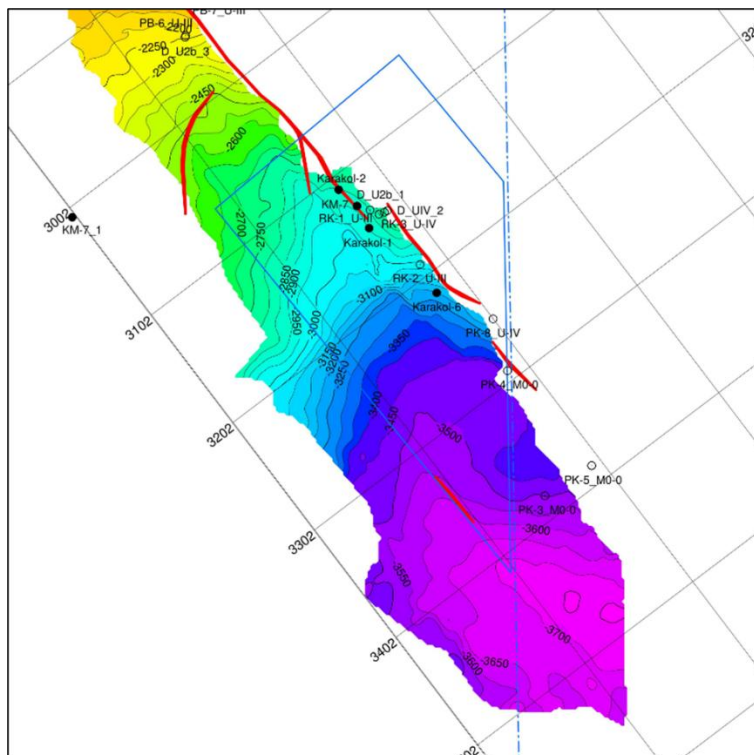


Рисунок 2.6 – Структурная карта по отражающему горизонту J1sz (PGS, 2024 г.)

### ***Нефтегазоносность***

Арыкумский прогиб, в котором расположено месторождение Караколь, является частью Южно-Тургайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Тургайскую нефтегазоносную провинцию. Продуктивность месторождений Южно-Тургайской нефтегазоносной области доказана в отложениях палеозойской и мезозойской эратем, к ним относятся такие месторождения, как Кумколь, Коныс, Майбулак, Нуралы, Кызылкия, Кенлык, Карабулак и другие.

На месторождении Караколь нефтегазоносность установлена в юрских отложениях. Скважиной первооткрывательницей является поисковая скважина КМ-7, при опробовании которой в 2018 году из Ю-IV-2-2 горизонта был получен приток нефти и газа дебитами 42,7 м<sup>3</sup>/сут и 4,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно.

На момент утверждения месторождении выявлено 7 продуктивных горизонтов Ю-0-1, Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-5, из которых Ю-0-1 стратиграфически отнесен к кровле акшабулакской свиты, Ю-III приурочен к кумкольской свите верхней юры, остальные принадлежат средне-нижнеюрским отложениям дощанской свиты. Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными, кроме залежи, принадлежащей горизонту Ю-III, являющейся нефтегазовой.

Кроме того, по результатам интерпретации сейсмических данных 2024 г. месторождение осложнено сеткой тектонических нарушений, которые выступают в качестве границы залежей в ряде продуктивных горизонтов.

На 01.08.2025 г. после утверждения первоначального подсчета запасов на месторождении пробурено 5 новых добывающих скважин. Однако, следует также отметить, что в настоящей работе была проведена переинтерпретация материалов промыслово-геофизических исследований по существующим скважинам в связи с новыми данными, полученными по результатам испытания и профиля притока. Основные изменения в структурной модели месторождения, в первую очередь, связаны с переинтерпретацией системы разломов, в ряде случаев изменения коснулись петрофизических параметров по горизонтам. Также было решено отказаться от разделения на блоки месторождения, так как выделенные разломы не имеют амплитуды, а также не выделяется значительного изменения водо-газо-нефтяных контактов. Но надо отметить, что существенные изменения относительно выделения коллекторов коснулись только горизонтов Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5, остальные горизонты остались без изменений.

С учетом бурения оценочной скважины К-10, и отсутствия коллекторов в горизонтах Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5, а также по результатам переинтерпретации сейсмических и новых скважин в данных, на этих горизонтах отсутствуют коллектора.

Далее приводится описание строения продуктивных горизонтов и приуроченных к ним залежей с обоснованием положения ВНК и ГНК для отдельных блоков.

### **Продуктивный горизонт Ю-0-1**

Горизонт как продуктивный впервые был выявлен в работе. Средняя общая толщина пластов-коллекторов составляет 1,7 м, эффективная нефтенасыщенная толщина также равна 1,7 м.

Коэффициент песчаности достигает 0,08, коэффициент расчлененности и распространения равен 1.

Водонасыщенные по ГИС коллектора были выделены в скважинах К-1, К-2 и КМ-7. Скважиной К-6 и К-10, находящейся за разломом, отделяющим ее от вышеперечисленных скважин, был вскрыт нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 1,7 м (графическое приложение 8). ВНК был принят на отметке -1060,5 м, что соответствовало подошве нефтенасыщенного пласта в скважине К-6.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с юго-запада, высота – 2,3 м, площадь равна 216 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Продуктивный горизонт Ю-III**

Общая толщина пластов-коллекторов горизонта составляет в среднем 76,3 м, при колебаниях от 43,1 м до 116 м, эффективная варьирует от 3,7 до 88,2 м, среднее значение достигает 47,9 м. Пределы изменения газонасыщенных пластов-коллекторов составляют от 13,6 до 42,8 м, нефтенасыщенная толщина меняется в диапазоне 1,7-23,3 м, в среднем равна 14,7 м (графическое приложение 9).

В пределах горизонта выделяется от 4 до 26 пропластков. Коэффициент песчаности составляет 0,46, коэффициент расчлененности 16,8, коэффициент распространения равен 1.

Нефтяная залежь с газовой шапкой установлена по результатам интерпретации ГИС и данным опробования скважины КМ-7, в которой был получен приток нефти с газом дебитами 22,2 м<sup>3</sup>/сут и 10,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно в интервале 1518-1522 м (-1371,6-1375,6 м).

Наличие залежи также подтвердилось освоением скважины К-2, где в интервале 1521,5-1530 м (-1375,3-1383,8 м) был получен приток нефти с газом общим дебитом 33,77 м<sup>3</sup>/сут, а раздел газ-нефть отмечался на глубине -1358,5 м. В скважине КМ-7 подошва

газонасыщенного по ГИС пласта заканчивалась на отметке -1371,6 м, кровля нефтенасыщенного коллектора начиналась с глубины -1371,6 м. ГНК был принят на отметке -1372 м.

Подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине К-1 отмечалась на глубине -1387,7 м. При этом раздел нефть-вода фиксировался на отметках -1389,2 м и -1390,4 м в скважинах КМ-7 и К-2 соответственно. ВНК был принят на отметке -1391 м.

Скважина К-1 была опробована на горизонт Ю-III. Результатом перфорации интервалов 1520,2-1522,5 м (-1368,6-1370,9 м), 1523,7-1525,5 м (-1372,1-1373,9 м), 1536-1539 м (-1384,4-1387,4 м) явилось получение притока нефти и газа дебитами 10,8 м<sup>3</sup>/сут и 9,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно.

На дату составления настоящего отчета испытание и освоение горизонта Ю-III проведено в новых пробуренных скважинах К-3, К-4 и К-5.

В скважине К-3 освоение выполнено в интервале 1518-1536 м (-1366,53-1384,53 м) был получен приток нефти с газом дебитом 49 м<sup>3</sup>/сут и 58 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, а раздел газ-нефть отмечался на глубине -1372 м. Подошва газонасыщенного по ГИС пласта заканчивалась на отметке -1372 м, кровля нефтенасыщенного коллектора начиналась с глубины -1372 м. ГНК был принят на отметке -1372 м.

В скважине К-5 освоение выполнено в интервале 1516-1520 м и 1521-1523 (-1374,58-1378,58 м и -1379,58-1381,58 м) был получен приток нефти с газом дебитом 52 м<sup>3</sup>/сут и 55 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа при 7 мм штуцере, раздел газ-нефть отмечался на глубине -1372 м.

По типу залежь является пластовой, сводовой, тектонически экранированной, с размерами 1,9\*0,8 км, высота газовой части достигает 55,5 м, нефтяной - 87 м. Площадь газоносности равна 877 тыс. м<sup>2</sup>. Площадь нефтеносности составляет 1648 тыс. м<sup>2</sup>.

#### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1**

Горизонт Ю-IV-2-1 состоит преимущественно из 2-6 пропластков. Коэффициент распространения равен 1. Коэффициент песчаности составляет 0,15, коэффициент расчлененности – 3.

Общая толщина пластов-коллекторов горизонта изменяется от 5,7 до 28,5 м, составляя в среднем 15,6 м, эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 1,7 до 8,6 м, среднее значение равно 5,3 м (графическое приложение 10).

Залежь была установлена по результатам опробования скважины КМ-7, где был получен приток нефти дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут с газом дебитом 5,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут до отметки -1630,6 м.

УВНК был принят на отметке -1688,9 м по подошве наиболее низкорасположенного нефтенасыщенного по ГИС коллектора в скважине К-2. Водонасыщенные по ГИС пласты выделены не были.

На 01.08.2025 г. УВНК по залежи блока I остается без изменений.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 1,7\*0,8 км, высота равна 73,4 м. Площадь нефтеносности составляет 3025 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2**

По сравнению с вышележащим горизонтом Ю-IV-2-1 данный горизонт отличается значительной толщиной пластов-коллекторов, которая в среднем составляет 82,2 м при колебаниях от 64 м до 94,9 м. Состоит в среднем из 13 пропластков, варьируя от 7 до 17, при этом коэффициент расчлененности равен 13,3. Пределы изменения нефтенасыщенной толщины – от 1,4 м до 39,5 м, среднее значение равно 20,9 м (графическое приложение 11). Коэффициент песчаности составляет 0,24, коэффициент распространения – 1.

В 2018 году нефтяная залежь была выделена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена опробованием. В скважине КМ-7 был получен приток нефти с газом в интервале 1888-1894 м (-1741,6-1747,6 м).

В 2020 году в пределах залежи были пробурены скважины К-1 и К-2, из которых К-1 подтвердила продуктивность горизонта Ю-IV-2-2, когда при испытании был получен приток нефтеэмульсии, дебит которой составил 117,2 м<sup>3</sup>/сут, с технической водой дебитом 58,5 м<sup>3</sup>/сут. Подошвы нефтенасыщенных по ГИС пластов-коллекторов отбивались на отметках -1753,5 м, -1755 м и -1765,2 м в скважинах К-2, К-1 и КМ-7 соответственно. Наиболее высокорасположенный водонасыщенный пласт фиксировался на глубине -1767,1 м. ВНК для залежи блока I был принят на отметке -1765,2 м.

После утверждения Подсчета запасов и перехода на этап добычи испытание и освоение горизонта выполнено в новых скважинах К-4, К-8 и К-10.

В скважине К-4 освоение выполнено в интервале 1774-1785 м (-1631-1642 м), был получен приток нефти с газом дебитом 7 м<sup>3</sup>/сут и 43 тыс м<sup>3</sup>/сут.

В скважине К-8 освоение выполнено в интервале 1891-1894 м (-1753,96-1756,96 м), был получен приток нефти с газом дебитом 9 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине К-10 освоение выполнено в интервале 1886-1888 м и 1890-1894 м (-1750,5-1752,5 м и -1754,5-1758,5 м), по результатам которого получена пленка нефти.

Таким образом положение ВНК остается без изменений, на отметке -1765,2 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с трех сторон. Размеры залежи составляют 1,9\*0,8 км. Высота равна 104,1 м. Площадь нефтеносности 3659 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-3**

В литологическом отношении не отличается от вышележащих горизонтов дощанской свиты. В среднем общая толщина пластов-коллекторов горизонта составляет 40,1 м, эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 12 м.

Коэффициент расчлененности равен 7, коэффициент песчаности – 0,21. Коэффициент распространения составляет 1.

К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважины К-6, продуктивность которой предполагалась по каротажным материалам. ВНК был принят условно на отметке -1839,3 м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора (графическое приложение 12). При совместном опробовании с нижележащими горизонтами в интервалах 1943-1947 (-1789,4-1802,6 м), 1964,4-1978,4 м (-1819,8-1833,8 м) было получено 3,4 м<sup>3</sup> нефтеэмульсии и 87,5 м<sup>3</sup> технической воды.

По данному пласту в скважине К-6 толщина вскрытых нефтенасыщенных коллекторов составила 12 м. Подошва наиболее низкорасположенного нефтенасыщенного пласта фиксируется на глубине -1839,3 м, что позволяет оставить положение водонефтяного контакта на прежнем уровне.

Залежь пластовая и тектонически экранированная. Размеры составляют 2\*0,6 км, высота равна 40,4 м. Площадь продуктивности составляет 1015 тыс. м<sup>2</sup>.

## ***2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности***

На месторождении Караколь продуктивные отложения кумкольской (J<sub>3</sub>km, горизонт Ю-III) и дощанской (J<sub>1-2</sub>ds горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-5) свит представлены 134,3 м и 222,4 м керна, ФЕС пород изучены по 247 и 341 образцу, соответственно.

Изученность по керну отложений продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.1, данные по интервалам отбора керна из каждой скважины, принадлежность керна к отложениям показаны в текстовом приложении 8 (книга III).

Таблица 2.2.1 – Изученность по керну отложений продуктивных горизонтов

Скважина	Горизонт	Отбивки горизонта, м		Толщина, м	Изученность по керну					
		кровля	подошва		сумм. проходка, м	сумм. вынос, м	освещ., %	кол-во образцов		
								исслед. (по К <sub>п</sub> )	предст.	на 1 м толщ., обр/м
КМ-7	Ю-III	1449,1	1558,0	108,9	98,1	93,6	85,9	186	181	1,71
К-2	Ю-III	1480,6	1604,5	123,9	19,0	18,3	14,5	52	51	0,42
К-6	Ю-III	1539,1	1632,7	93,6	9,1	9,1	9,7	9	3	0,10
<b>Ю-III</b>				<b>393,4</b>	<b>126,2</b>	<b>121,0</b>	<b>30,8</b>	<b>247</b>	<b>235</b>	<b>0,63</b>
КМ-7	Ю-IV-2-1	1770,5	1805,6	35,1	10,0	9,3	26,5	14	10	0,40
К-6	Ю-IV-2-1	1807,2	1844,4	37,2	9,0	9,0	24,2	28	11	0,75
<b>Ю-IV-2-1</b>				<b>144,2</b>	<b>19,0</b>	<b>18,3</b>	<b>12,7</b>	<b>42</b>	<b>21</b>	<b>0,29</b>
КМ-7	Ю-IV-2-2	1817,2	1918,5	101,3	45,0	44,7	44,1	75	51	0,74
К-1	Ю-IV-2-2	1812,5	1908,9	96,4	27,0	27,0	28,0	54	26	0,56
К-6	Ю-IV-2-2	1850,6	1935,5	84,9	38,4	38,4	45,2	37	19	0,44
<b>Ю-IV-2-2</b>				<b>399,7</b>	<b>110,4</b>	<b>110,1</b>	<b>27,5</b>	<b>173</b>	<b>96</b>	<b>0,43</b>
КМ-7	Ю-IV-2-3	1929,1	1984,4	55,3	36,0	34,7	62,7	51	20	0,92
К-6	Ю-IV-2-3	1943,5	1999,6	56,1	29,1	29,1	51,9	55	1	0,98
<b>Ю-IV-2-3</b>				<b>115,4</b>	<b>65,1</b>	<b>63,8</b>	<b>55,3</b>	<b>106</b>	<b>21</b>	<b>0,92</b>
К-6	Ю-IV-2-5	2049,3	2104,9	55,6	9	9	16,2	11	1	0,20
<b>Ю-IV-2-4</b>				-	-	-	-	-	-	-

Керном представлены отложения продуктивных горизонтов Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3 и Ю-IV-2-5 – 121 м, 18,3 м, 110,1 м, 63,8 м и 9 м, соответственно. Наилучшим образом керном освещены отложения Ю-III и Ю-IV-2-3 горизонтов - 30,8% и 55,3% от суммарной толщины горизонтов. Несколько ниже освещенность Ю-IV-2-2 горизонта – 27,5 %, и освещенность керном горизонтов Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-5 составляет 12,7 % и 7,5 %, соответственно. ФЕС пород горизонтов Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3 и Ю-IV-2-5 изучены по 247, 42, 173, 106 и 11 образцам, что составляет 0,63, 0,29, 0,43, 0,92 и 0,09 образцов на 1 м толщины горизонта, соответственно.

Отложения Ю-IV-2-4 керном не представлены.

Керном представлены эффективные толщины, выделенные по ГИС ( $h_{эфф}$ ) в отложениях Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 и Ю-IV-2-3 горизонтов. Изученность по керну эффективных толщин (табл. 2.2.2) составляет 37,6 % (Ю-IV-2-1) – 52,6 % (Ю-IV-2-2) от суммарной эффективной газо-нефте-водонасыщенной толщины, вскрытой скважинами с отбором керна. ФЕС коллекторов определены по 0,7 (Ю-IV-2-1) - 1,3 (Ю-III) образцам на 1 метр эффективных толщин.

Таблица 2.2.2 – Характеристика отбора керн из эффективных толщин

Гор.	Скв.	Интервал залегания пластов-коллекторов, м		$h_{эфф.}$	насыщ.	Вынос керн из пластов-коллекторов		Количество образцов		
		верх	низ			м	% от $h_{эфф.}$	всего	предст.	на 1 м $h_{эфф.}$
Ю-III	КМ-7	1449	1504,2	42,8	г	42,8	100	100	95	2,2
Ю-III	КМ-7	1504,8	1535,5	21,5	н	21,5	100	76	76	3,5
Ю-III	КМ-7	1535,5	1542,3	5	в	5	100	10	10	2,0
Ю-III	К-2	1448,8	1504,4	18	г	6,9	38,3	24	24	1,3
Ю-III	К-2	1504,4	1536,4	21,6	н	8,4	38,9	28	27	1,3
<b>Ю-III</b>				<b>182,2</b>	<b>г+н+в</b>	<b>84,6</b>	<b>46,4</b>	<b>238</b>	<b>232</b>	<b>1,3</b>
Ю-IV-2-1	КМ-7	1771,9	1786,2	6	н	5,2	86,7	14	10	1,7
Ю-IV-2-1	К-6	1829,7	1843,4	8,6	н	5,7	66,3	25	10	1,2
<b>Ю-IV-2-1</b>				<b>29</b>	<b>н+в</b>	<b>10,9</b>	<b>37,6</b>	<b>39</b>	<b>20</b>	<b>0,7</b>
Ю-IV-2-2	КМ-7	1829,4	1914,4	23	н	16,4	71,3	73	51	2,2
Ю-IV-2-2	К-1	1813,2	1908,1	36,1	н	16	44,3	36	26	0,7
Ю-IV-2-2	К-6	1850,6	1902,4	19,1	н	13,9	72,8	34	19	1,0
<b>Ю-IV-2-2</b>				<b>88</b>	<b>н+в</b>	<b>46,3</b>	<b>52,6</b>	<b>143</b>	<b>96</b>	<b>1,1</b>
Ю-IV-2-3	КМ-7	1929,9	1988,3	14,2	в	7,7	54,2	31	16	1,1
Ю-IV-2-3	К-6	1943,9	1944,7	0,8	н	0,8	100,0	0	0	0,0
Ю-IV-2-3	К-6	1945,7	1948	11,9	в	4,9	41,2	12	1	1,0
<b>Ю-IV-2-3</b>				<b>26,9</b>	<b>н+в</b>	<b>13,4</b>	<b>49,8</b>	<b>43</b>	<b>17</b>	<b>0,6</b>

### Тип пород-коллекторов и граничные значения емкостно-фильтрационных свойств

Породы-коллекторы  $J_{3km}$  и  $J_{1-2ds}$  свит терригенные (гранулярные), поровые.

В результате интерпретации данных, полученных по 10 экспериментам (скв. КМ-7) вытеснения нефти водой, были установлено, что  $K_{п}^{дин}=0$  (весь объем порового пространства занят неподвижными флюидами) при  $K_{п}=0,09$  д.ед., и  $K_{п}^{дин}=0$  соответствует значение  $K_{пр}=0,5 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, которые и были приняты как граничные значения  $K_{п}$  и  $K_{пр}$  пород-коллекторов. Объемное содержание пелита равное 25 % было принято в качестве максимального, характерного для пород-коллекторов. По кривым ОФП для нефти и воды (для тех же образцов) равные относительные проницаемости для нефти и воды ( $\sim(0,1-0,15)$ ) д.ед. наблюдаются при водонасыщенности около 0,6 д.ед., относительная проницаемость для нефти становится равной 0 при среднем значении водонасыщенности 0,74 (0,676-0,797) д.ед.

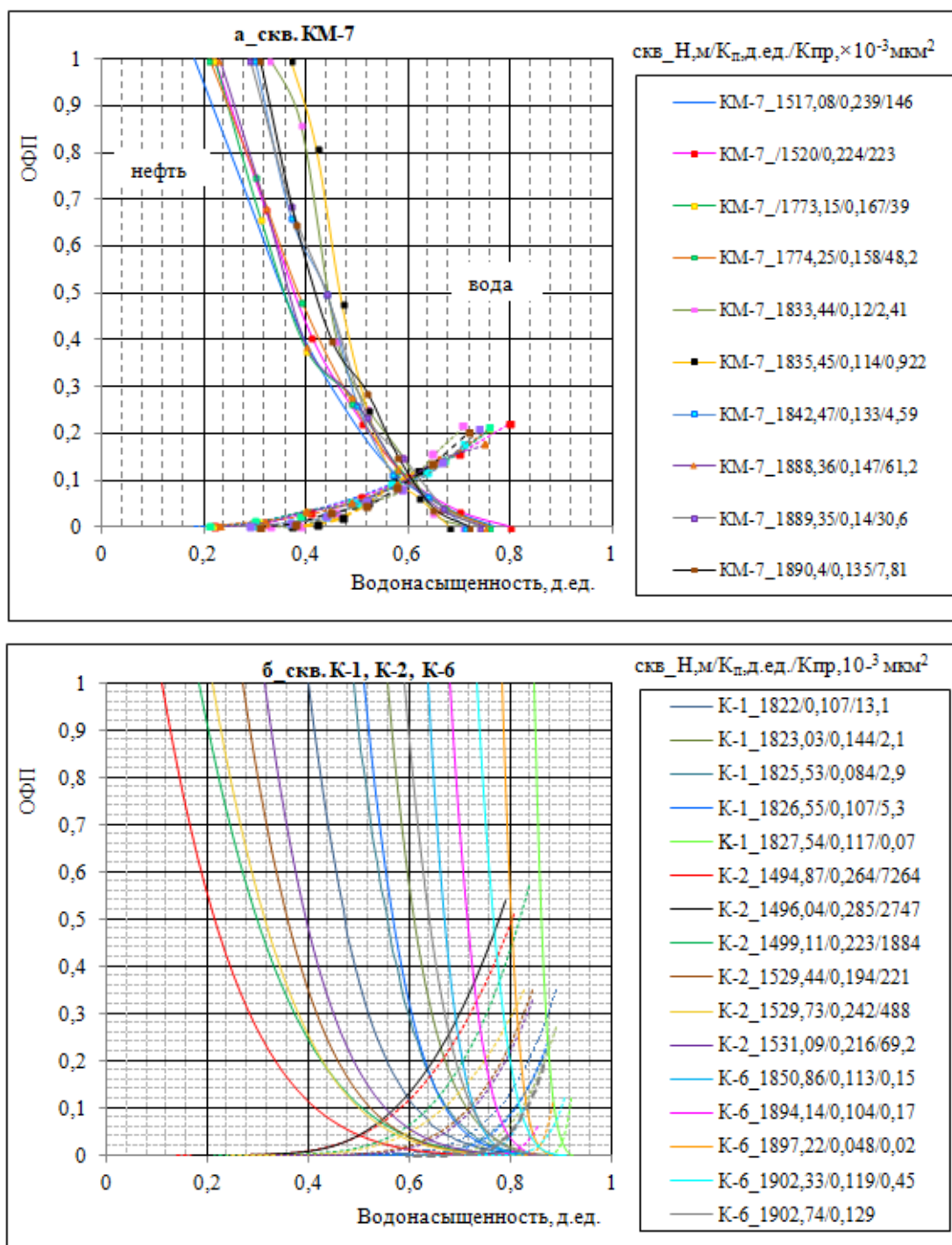


Рисунок 2.2.1 – Кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды: скважина КМ-7 (а), скважины К-1, К-2, К-6 (б)

В период пробной эксплуатации 2019-2022гг для продуктивных отложений кумкольской и дощанской свит добавилось 16 экспериментов по вытеснению нефти водой.

По результатам экспериментов по вытеснению нефти водой, при их рассмотрении по отложениям кумкольской и дощанской свит (рис.2.2.2), видно, что К<sub>пдин</sub> приближается к 0 (<0,03 д.ед.) по образцам пород с К<sub>п</sub>=0,048-0,119 д.ед.

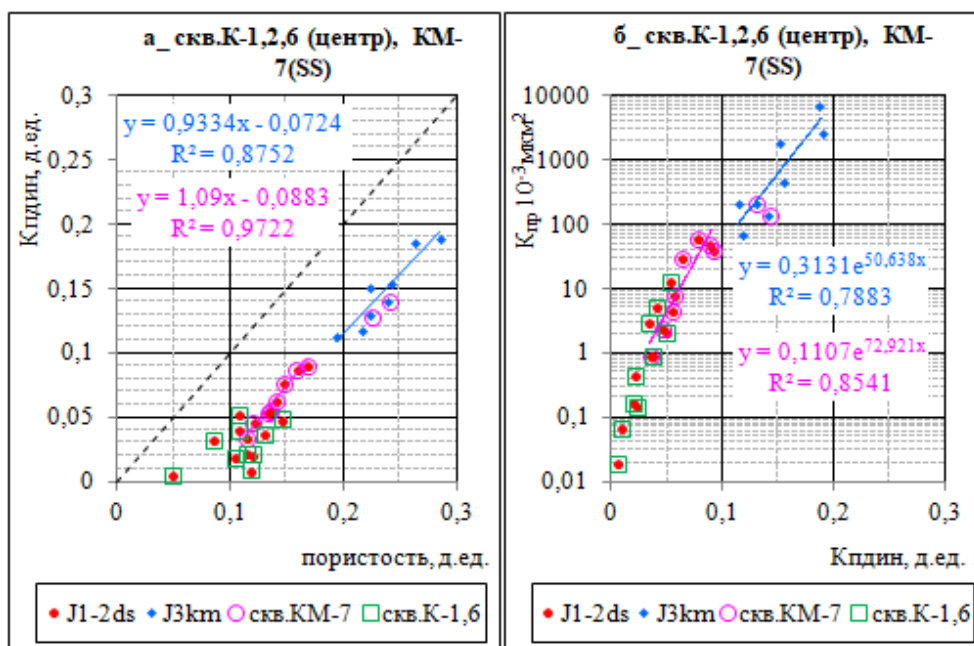


Рисунок 2.2.2 – Скважины КМ-7, К-1, К-2, К-6. Сопоставление динамической пористости и пористости (а), проницаемости для газа и динамической пористости (б)

Образцы же с  $K_{\text{дин}}=0,03-0,05$  д.ед., мало отличаются по пористости от первых, но значительно отличаются по проницаемости (табл.6.8).

Породы при  $K_{\text{дин}} < 0,03$  д.ед. (практически, пустотное пространство занято неподвижными флюидами) и породы с  $K_{\text{дин}}=0,03-0,05$  д.ед. (появляется подвижный флюид), существенно различаются по  $K_{\text{пр}}$ .

При  $K_{\text{дин}}=0,03$  д.ед.  $K_{\text{пр}}$  пород составляет  $1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и это значение соответствует минимальной проницаемости образцов, при которой присутствует подвижная нефть. По зависимости  $K_{\text{пр}}-K_{\text{п}}$  граничное значение  $K_{\text{п}}$  составляет 0,12 д.ед.

В настоящей работе, для пород-коллекторов максимальное объемное содержание пелита равное 25% оставлено без изменений, так как количество определений  $S_{\text{пел}}$  осталось без изменений, относительно ПЗ-22.

Таким образом, в настоящей работе установлены и использованы следующие граничные значения для пород-коллекторов кумкольской и дощанской свит:  $K_{\text{пр}}=1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $K_{\text{п}}=0,12$  д.е.,  $K_{\text{гл}}=25\%$

#### ***Емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов***

Средние значения  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{пр}}$  рассчитаны по образцам, удовлетворяющим граничным значениям (табл. 2.2.3).

Коллекторы Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 и Ю-IV-2-3 горизонтов представлены следующим количеством представительных образцов - 235, 21, 96 и 21, соответственно.

По данным керна коллекторы J<sub>3km</sub> свиты характеризуются высокими ФЕС (кроме скважины К-6), коллекторы J<sub>1-2ds</sub> свиты имеют более низкую пористость и значительно отличаются по проницаемости от коллекторов Ю-III горизонта.

**Таблица 2.2.3 – Средние значения ФЕС пород-коллекторов**

Горизонт	Скважина_глубина отбора керна, м	Кол-во	K <sub>п</sub> , д.ед.		K <sub>пр</sub> , 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	
			среднее	диапазон	среднее	диапазон
Ю-III	КМ-7_1450-1544	181	0,221	0,134-0,268	439	0,6-2710
Ю-III	К-2_1490-1538	51	0,235	0,189-0,285	1540	79,1-9829
Ю-III	К-6_1584-1588	3	0,154	0,117-0,219	7,4	1,9-18,4
<b>Ю-III</b>		<b>235</b>	<b>0,224</b>	<b>0,117-0,285</b>	<b>673</b>	<b>0,6-9829</b>
Ю-IV-2-1	КМ-7_1773-1779	10	0,160	0,134-0,177	47,7	2,3-119
Ю-IV-2-1	К-6_1836-1845	11	0,120	0,114-0,127	0,87	0,5-1,6
<b>Ю-IV-2-1</b>		<b>21</b>	<b>0,137</b>	<b>0,114-0,177</b>	<b>16,2</b>	<b>0,5-119</b>
Ю-IV-2-2	К-1_1821-1837	26	0,131	0,111-0,153	2,5	0,53-15,8
Ю-IV-2-2	КМ-7_1824-1893	51	0,132	0,104-0,159	17,5	0,51-147
Ю-IV-2-2	К-6_1850-1936	19	0,131	0,117-0,152	3,1	0,52-12,3
<b>Ю-IV-2-2</b>		<b>96</b>	<b>0,131</b>	<b>0,097-0,159</b>	<b>11,8</b>	<b>0,51-147</b>
Ю-IV-2-3	КМ-7_1929-1978	20	0,124	0,094-0,154	21,9	0,55-85,7
Ю-IV-2-3	К-6_1943-1988	1	0,097		22,3	
<b>Ю-IV-2-3</b>		<b>21</b>	<b>0,122</b>	<b>0,094-0,154</b>	<b>21,9</b>	<b>0,55-85,7</b>

Таким образом, на 01.08.2025 г., на месторождении Караколь продуктивные отложения J<sub>3km</sub> и J<sub>1-2ds</sub> свит представлены 134,3 м и 222,4 м керна. По керну выполнено литолого-петрографическое изучение пород, определены ФЕС пород, минеральный состав, гранулометрический состав и карбонатность.

Керном представлены отложения продуктивных горизонтов Ю-III (J<sub>3km</sub>), Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3 (J<sub>1-2ds</sub>) – 121 м, 18,3 м, 110,1 м, 63,8 м и 9 м, ФЕС пород-коллекторов изучены по 235, 21, 96 и 21 представительным образцам, соответственно.

Отбор керна после утверждения ПЗ-22 выполнен в скважине К-10. На момент составления данного отчета отобранный керн находился на стадии исследований.

Для 16 образцов из отложений кумкольской (6 образцов) и дощанской свит (10 образцов) определены кривые капиллярного давления и оценена остаточная водонасыщенность; электрическое сопротивление пород и получены зависимости  $P_{п}=a \times K_{п}^{-m}$ ,  $P_{п}=b \times S_{в}^{-n}$ ; остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой и относительные фазовые проницаемости для нефти и воды.

Анализ результатов этих исследований совместно с данными, полученными в результате специальных исследований, выполненных по керну из скважины КМ-7, позволил уточнить граничные значения ФЕС пород-коллекторов.

Выяснено, что зависимости  $P_{п}-K_{п}$  и  $P_{п}-S_{в}$  требуют доизучения, так как получены на недостаточной по представительности выборке образцов для отдельного их определения для отложений кумкольской и дощанской свит, также требует уточнения параметр “n”.

Отмечены различия в величине остаточной нефтенасыщенности, определенной для отложений дощанской свиты – методом стационарной фильтрации (скв. КМ-7) и методом центрифугирования (скв. К-1, К-6). В экспериментах также отмечено несоответствие  $S_v$ , моделированной в экспериментах по вытеснению, и  $S_{vo}$ , полученной методом капиллярметрии, по образцам пород из скважин К-1, К-2, К-6, поэтому на данном этапе изученности рекомендуется использовать результаты определения  $S_{но}$  и  $K_{выт}$ , полученные по керну из скважины КМ-7 (метод стационарной фильтрации, условия пласта).

### ***Характеристика коллекторов по данным ГИС***

При выполнении настоящей работы проинтерпретированы материалы промыслово-геофизических исследований (ГИС) по 9 скважинам месторождения Караколь: К-1, К-2, К-6, К-3, К-4, К-5, К-8, К-10, КМ-7.

Продуктивные залежи приурочены к кумкольской свите ( $J_3km$ ) верхней юры (продуктивный Ю-III горизонт) и дощанской свите ( $J_{1-2ds}$ ) не расчлененных нижнесреднеюрских отложений (горизонты Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3). Глубина залегания продуктивных горизонтов 1440-1920 м.

Интерпретация материалов ГИС проводилась с использованием программы «Techlog».

### ***Выделение коллекторов, определение эффективных толщин и характера насыщения***

*Геофизическая характеристика* продуктивного разреза месторождения выполнена на основе показаний методов ГИС, описания литологических разностей, описании керна и шлама; результатов опробования; и в целом, соответствует литолого-физической характеристике терригенных пород. Породы-коллекторы терригенные (гранулярные), поровые.

#### *Геофизическая характеристика*

Породы *кумкольской свиты* ( $J_3km$ ) представлены песчаниками от мелкозернистого алевроитового до гравелитов с прослоями глин различной толщины, преимущественно тонких, редко метровых. Отмечаются прослой угля и карбонатных пород. На диаграммах электрического каротажа (ВИКИЗ) удельное сопротивление вмещающих пород (УЭС) 3,0 - 8,0 Омм; нефтенасыщенных коллекторов – изменяется в интервале 3,0-50,0 и более Омм, газонасыщенных – 6,0-500,0 и более Омм, водонасыщенных – 0,7 до 3,0 Омм. На диаграммах акустического каротажа время пробега упругих волн изменяется в пределах 210 – 400 мкс/м: средними и высокими значениями  $\Delta T$  (особенно газонасыщенные) отмечаются породы-коллекторы; плотные – низкими значениями – 230 мкс/м и ниже.

*Дощанская свита  $J_{1-2 ds}$*  (горизонты Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3)

Отложения представлены переслаиванием слоев песчаников, алевролитов, глин различной толщины, редко присутствуют тонкие прослои угля. Глины содержат рассеянный углистый материал либо в тонких слойках. Песчаники преимущественно от мелко- до среднезернистых, реже крупнозернистые до гравелистых, содержат слюды, углистые включения, тонкие прослои углисто-глинистого вещества.

На диаграммах электрического каротажа (ВИКИЗ) кажущееся сопротивление вмещающих пород достигает 10,0 и более Ом. УЭС нефтенасыщенных коллекторов изменяется в интервале 7,5-35,0 Ом, водонасыщенных – от 4,0 Ом. На диаграммах акустического каротажа время пробега упругих волн изменяется в пределах 210 - 340 мкс/м: высокие или средние значения  $\Delta T$  против коллекторов, против плотных пород самые низкие – 210-220 мкс/м.

Глины в кумкольской свите с углистыми включениями и слюды и песчаного материала; в дощановской – содержат углистый материал рассеянный либо в тонких слойках.

Глины по всему юрскому продуктивному разрезу выделяются повышенными показаниями ГК – 100-120 и более GAPI; значениям на кривой водородосодержания (W) 0,25-0,30 д.ед. Интервальное время на кривой акустического каротажа 330-250 мкс/м; значения по плотностному каротажу пониженные, в среднем 2,45-2,55 г/см<sup>3</sup>; удельное электрическое сопротивление 3,0-10,0 Ом и более. Плотные прослои выделяются по повышенному значению ГГКп (2,5 - 2,65 г/см<sup>3</sup>), низким значениям по АК (210-220 мкс/м), низкой естественной радиоактивности 40-70 GAPI; углистые – по аномальным (высоким) значениям АК, НК, ГГК (низким), часто размытому диаметру (КВ).

*Выделение коллекторов* проводилось по характерным для терригенного типа пород качественным признакам (косвенным и прямым) с использованием всех методов выполненных геофизических исследований; с привлечением керна и опробования пластов.

Потенциальные коллекторы выделялись на фоне вмещающих пород по пониженным показаниям естественной радиоактивности (ГК); повышенным или пониженным значениям сопротивления (УЭС); пониженным или средним показаниям водородосодержания; повышенным и средним или высоким (газ) показаниям  $\Delta T$  на кривых АК; пониженным и средним показаниям плотности на кривых ГГКп; наличие радиального градиента сопротивления по данным разноглубинных зондов электрического и индукционного (БК, ИК) каротажей; наличие глинистой корки на показаниях кавернограммы.

При оценке эффективных толщин из общей толщины коллекторов исключались глинистые, плотные и углистые прослои, контролируемые данными ГК, НК, АК, ГГКП.

Пласты-коллекторы, представленные песчаниками, отмечаются снижением ГК от 40 до 110 ГАРІ; показаниями нейтронного каротажа (W) 0,10-0,32 и более д.ед., показаниями на кривых плотностного каротажа (от 2,16 до 2,65 г/см<sup>3</sup>); пониженными (или соизмеримыми) значениями интервального времени по кривой АК (от 220-400 мкс/м) по сравнению с вмещающими породами.

Характер насыщения пластов-коллекторов определялся по поведению кривых сопротивления пластов по отношению к вмещающим породам: так для продуктивных – повышение УЭС, а также наличие понижающего или нейтрального проникновения по кривым разноглубинных зондов электрического или электромагнитного каротажей; для водонасыщенных – понижение УЭС; и наблюдается, в основном, нейтральное проникновение (редко повышающее). Признаками газонасыщенных коллекторов в отличие от нефтенасыщенных коллекторов являлись низкое водородосодержание (0,10-0,19 д. ед.) по нейтронному каротажу и значение объемной плотности по гамма-гамма плотностному каротажу (до 2,16 г/см<sup>3</sup>); высокие значения интервального времени пробега упругой волны по кривой АК (до 400 и более мкс/м).

При неоднозначной характеристике и не явных прямых признаках для уточнения принадлежности пласта к коллектору применялись количественные критерии, когда порода перестает быть коллектором – нижнее значение открытой пористости  $K_{п\_гр}=0,12$  д.ед., верхний предел объемной глинистости  $K_{гл\_гр}=0,25$  д.ед. и  $K_{нг\_гр}=0,40$  д.ед. Геофизическая характеристика опробованных пластов показана на рисунке 2.2.3 распределение пористости для приточных пластов, глинистости  $K_{гл}$  и коэффициента нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$ .

Таким образом, исходя из выше представленного, граничные значения для пластов-коллекторов, обоснованные по керну, подтверждаются результатами опробования (рис. 2.2.3-2.2.4). В таблице 2.2.4 приведена геофизическая характеристика опробованных пластов.

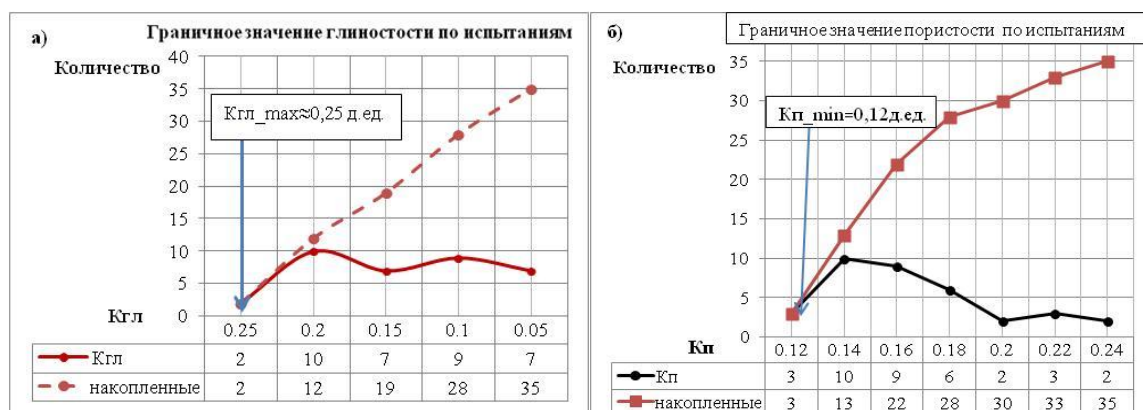


Рисунок 2.2.3 – Уточнение принятых граничных значений объемной глинистости (а) и открытой пористости (б) по опробованным пластам

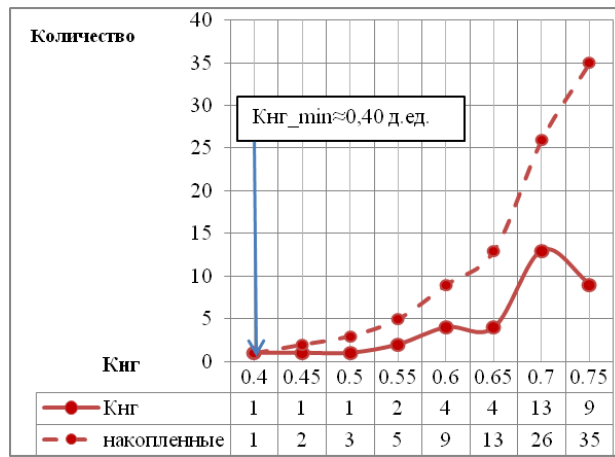


Рисунок 2.2.4 – Уточнение принятых граничных значений распределения Kng по опробованным пластам

Таблица 2.2.4 – Геофизическая характеристика опробованных пластов

Скважина	Дата освоения	Горизонт	Интервал перфорации		Интервал пласта (ГИС)		Нэф, м	Дс, м	УЭС, Омм	W, д.ед.	ДТ, мкмс	ГГКл, г/см <sup>3</sup>	К <sub>пл</sub> , д.ед.	К <sub>пн</sub> , д.ед.	К <sub>пл</sub> , д.ед.	Характер насыщения по ГИС	Получено при опробовании
			Кровля	Подошва	Кровля	Подошва											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
К-1	09.08-16.08.19	Ю-IV-2-2	дострел														
К-1		Ю-IV-2-2	1831	1835,5	1831,3	1835,6	4,3	217	21,7	0,15	265	2,51	0,13	0,14	0,75	нефть	н
К-1	20.07-16.08.19	Ю-IV-2-2	1831	1845	1835,9	1837,8	1,9	226	18,4	0,19	262	2,51	0,18	0,15	0,75	нефть	н
К-1		Ю-IV-2-2			1839,5	1843,7	4,2	217	18,2	0,18	264	2,52	0,17	0,16	0,76	нефть	н
К-1	30.06-15.08.2021	Ю-III	1520,2	1522,5	1520,3	1520,9	0,6	221	4,8	0,21	306	2,37	0,21	0,18	0,43	нефть	н
К-1		Ю-III			1521,5	1522,4	0,9	221	5,9	0,21	299	2,38	0,18	0,18	0,49	нефть	н
К-1		Ю-III	1523,7	1525,5	1523,9	1525,0	1,1	227	5,6	0,22	275	2,34	0,14	0,20	0,51	нефть	н
К-1		Ю-III	1536	1539	1536,2	1539,3	3,1	226	5,5	0,24	303	2,28	0,17	0,22	0,55	нефть	н
К-2	16.08-24.08.19	Ю-III	1521,5	1530	1522	1523,7	1,7	233	7,6	0,22	303	2,26	0,12	0,21	0,57	нефть	н+г
К-2		Ю-III			1524,1	1525,6	1,5	233	24	0,2	297	2,23	0,05	0,23	0,79	нефть	н+г
К-2		Ю-III			1525,6	1527,4	1,8	233	15	0,16	277	2,34	0,03	0,21	0,70	нефть	н+г
К-2		Ю-III			1528	1529,3	1,3	234	15,2	0,15	268	2,37	0,01	0,20	0,72	нефть	н+г
К-6	22-29.10.19	Ю-IV-2-5	2050	2055	2050,7	2052,4	1,7	224	19,9	0,19	239	2,53	0,16	0,13	0,74	нефть	плин+в
К-6	10-30.10.19	Ю-IV-2-5	2090	2094	2091,1	2092,2	1,1	237	13,9	0,12	248	2,52	0,07	0,14	0,70	нефть	плин+в
К-6		Ю-IV-2-5			2092,7	2094,7	2,0	238	14,8	0,11	228	2,54	0,05	0,13	0,69	нефть	плин+в
К-6		Ю-IV-2-5	2084,6	2086,7	2084,8	2085,7	0,9	236	13,6	0,14	250	2,48	0,06	0,16	0,71	нефть	плин+в
К-6		Ю-IV-2-3	1964,4	1978,4	1964,6	1965,9	1,3	235	12	0,17	243	2,59	0,21	0,12	0,65	нефть	плин+в
К-6		Ю-IV-2-3			1965,9	1967,9	2	236	8,9	0,15	241	2,49	0,13	0,13	0,62	нефть	плин+в
К-6		Ю-IV-2-3			1975,5	1978,3	2,8	237	10,4	0,16	237	2,53	0,14	0,12	0,62	нефть	плин+в
К-6		Ю-IV-2-3	1943	1947	1943,9	1944,7	0,8	237	14,7	0,14	252	2,48	0,14	0,14	0,71	нефть	плин+в
К-6		Ю-IV-2-3			1945,7	1946,4	0,7	237	10,1	0,16	244	2,49	0,20	0,12	0,63	нефть	плин+в
К-6	21.01-16.04.2020	Ю-IV-2-2	1850,5	1864	1850,6	1855,5	4,9	221	16,0	0,19	244	2,45	0,08	0,15	0,75	нефть	н
К-6		Ю-IV-2-2			1856,3	1857,3	1,0	219	10,1	0,16	247	2,50	0,10	0,14	0,69	нефть	н

Продолжение таблицы 2.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
К-6	21.01-16.04.2020	Ю-IV-2-2			1858,0	1858,5	0,5	219	15,4	0,20	244	2,53	0,20	0,13	0,70	нефть	н
К-6		Ю-IV-2-2			1858,6	1859,1	0,5	219	13,5	0,20	264	2,54	0,16	0,14	0,73	нефть	н
К-6		Ю-IV-2-2			1860,1	1862,4	2,3	216	14,5	0,17	247	2,44	0,08	0,15	0,73	нефть	н
К-6		Ю-IV-2-2			1863,2	1863,9	0,7	223	17,9	0,22	259	2,50	0,20	0,16	0,77	нефть	н
КМ-7	31.01-22.03.18	Ю-IV-2-2	1888	1894	1888,3	1893,5	5,2	220	13,2	0,13	265	2,46	0,02	0,13	0,66	нефть	н+г
КМ-7	23.03-18.04.18	Ю-IV-2-2	1832	1849	1833,2	1836,4	3,2	218	15,2	0,14	273	2,47	0,05	0,16	0,74	нефть	н+г
КМ-7		Ю-IV-2-2			1836,7	1838,5	1,8	217	13,2	0,15	263	2,43	0,03	0,17	0,74	нефть	н+г
КМ-7		Ю-IV-2-2			1840,3	1841,3	1	218	11,7	0,15	268	2,46	0,1	0,16	0,71	нефть	н+г
КМ-7		Ю-IV-2-2			1843,4	1845,4	2	218	15,1	0,16	265	2,45	0,09	0,16	0,74	нефть	н+г
КМ-7		Ю-IV-2-2			1846,7	1847,2	0,5	218	14,6	0,19	275	2,48	0,2	0,17	0,75	нефть	н+г
КМ-7	20.04-05.05.18	Ю-IV-2-1	дострел														
КМ-7		Ю-IV-2-1	1772,3	1777	1771,9	1774,5	2,6	218	22,4	0,15	248	2,47	0,09	0,18	0,79	нефть	н+г
КМ-7		Ю-IV-2-1			1774,5	1777,1	2,6	218	19,8	0,15	289	2,4	0,11	0,18	0,79	нефть	н+г
КМ-7	6.05-23.05.18	Ю-III	1518	1522	1518,9	1522,2	3,3	220	5,4	0,21	300	2,23	0,07	0,25	0,63	нефть	н+г

### ***Количественная интерпретация материалов ГИС***

Интерпретация по скважинам, проведена с помощью специализированной обрабатывающей программы «Interactive Petrophysics» (разработчик – компания «Senergy»).

После редактирования и нормализации геофизических данных и в процессе предварительной обработки в показания кривых (автоматически) вводились поправки за скважинные условия – диаметр, толщину глинистой корки.

Выбиралась интерпретационная модель: для продуктивных горизонтов верхней юры (Ю-III); и нижнесреднеюрских отложений (Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3) – терригенная; проводился расчет глинистости, пористости и водонасыщенности с учетом параметров разреза (температуры, сопротивления пластовой воды и др.).

Данная программа решает задачу согласно петрофизической модели, состоящей из трех компонентов: 1 – кривые ГИС, 2 – составные части коллектора (объемное содержание типов пород и флюиды), 3 – параметры каждого типа пород и флюидов.

В качестве входных данных используются геофизические кривые каротажей электрического и индукционного (различные модификации БК, ИК); радиоактивного (ГК, НК); акустического (АК); литоплотностного (ГТКп+Ре); кавернометрии (КВ).

Также вводились петрофизические константы (параметры основных типов пород и флюидов):

- глина – плотность 2,50 г/см<sup>3</sup>, интервальное время – в диапазоне 310-260 мкс/м;
- песчаник – плотность 2,66-2,67 г/см<sup>3</sup>, интервальное время – 170 мкс/м;
- фильтрат ПЖ – плотность 1,0 г/см<sup>3</sup>, интервальное время пробега продольной волны в жидкости (ΔТж) – 620 мкс/м.

Коэффициенты петрофизических зависимостей ( $P_n = a \times K_n^{-m}$ ,  $P_n = b \times S_v^{-n}$ ) а, b, m, n принимались согласно полученных связей (гл.6).

Результатами интерпретации петрофизических параметров являются полученные величины коэффициентов пористости и насыщенности, а также литологический состав.

### ***Определение литологии***

Для предварительной *оценки литологии пород* и качества записанного каротажа использовались кросс-плоты по палеткам, соответствующим использованной аппаратуре ГИС (компаний Shlumbergere или Baker Hughes).

Определение литологии проводилось по комплексным палеткам нейтронно-плотностного (ГТКП - НК), нейтронно-акустического (АК - НК) каротажей; что также является дополнительной проверкой качества методов оценки пористости.

Состав пород также был изучен по керну и шламу, отобранному в процессе бурения.

Так на рисунке 2.2.5 представлен пример определения литологии пластов-коллекторов горизонтов кумкольской свиты J<sub>3km</sub> верхней юры (Ю-III); и дощанской свиты J<sub>1-2ds</sub> (Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3); видно, что горизонты сложены терригенными породами; а также – влияние газа на методы НК и АК в горизонте (Ю-III).

### **Определение глинистости**

Величина объемной глинистости необходима для введения поправки в расчет пористости; а также является дополнительным критерием для выделения пластов-коллекторов.

Определение объемной глинистости коллекторов проводилось по данным гамма-метода. Оценка К<sub>гл</sub> по методу ГК проводилась с использованием двойного разностного параметра (Z), рассчитанного по уравнению Ларионова В.В. для древних пород:

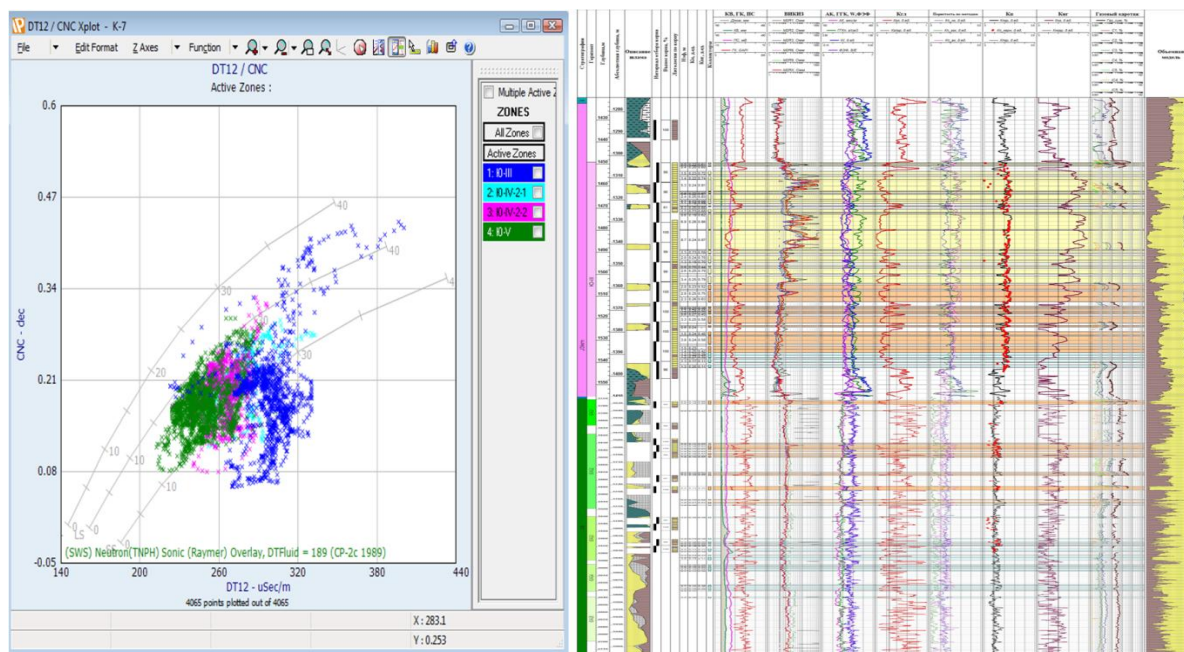
$$K_{гл\_ГК} = 0,333 \times (2^{(2 \times Z)} - 1) \quad (2.2.1)$$

$$Z = (GR - GR_{clean}) / (GR_{clay} - GR_{clean}) \quad (2.2.2)$$

где GR – текущее значение интенсивности гамма-излучения, мкР/ч (GAPI);

GR<sub>clean</sub> – значение интенсивности гамма-излучения в неглинистых породах, мкР/ч (GAPI);

GR<sub>clay</sub> – значение интенсивности гамма-излучения в глинах, мкР/ч (GAPI).



**Рисунок 2.2.5 – Определение литологии по комплексной палетке АК-НК по скв. КМ-7 горизонт Ю-III (J<sub>3km</sub>)**

Расчет коэффициента глинистости проводится поинтервально (зонально). В каждой отдельно выделенной зоне разреза устанавливались линии «чистых» коллекторов, которым

соответствовали минимальные величины, а также линии глин, которым соответствовали максимальные значения.

Объёмная глинистость выделенных коллекторов, определённая по ГИС для горизонта Ю-III изменяется от 0,01 до 0,25 д.ед., среднее значение 0,12 д.ед., для горизонтов Ю-IV-2-1 – Ю-IV-2-3 изменяется от 0,01 до 0,25 д.ед., среднее значение 0,13 д.ед.

### **Определение коэффициента пористости**

Определение  $K_p$  по ГИС, как и в предыдущей работе осуществлялось по комплексу методов АК, ГГК, НК в сочетании с фотоэлектрическим методом; в основу определения пористости положены известные зависимости « $\Delta T - K_p$ », «ГГКП –  $K_p$ », «НК- $K_p$ ».

Определение пористости по ГГКп осуществлялось по формуле:

$$\phi = (\rho_{ma} - \rho_b - V_{cl} \times (\rho_{ma} - \rho_{cl})) / (\rho_{ma} - \rho_{fl} \times S_{xo} - \rho_{Hy\_ap} \times (1 - S_{xo})) \quad (2.2.3),$$

$\rho_b$  – текущее значение ГГКп;

$\rho_{ma}$  – плотность матрицы песчаника соответственно – 2,66, 2,67 г/см<sup>3</sup> соответственно для J<sub>3km</sub> J<sub>1-2ds</sub>;

$\rho_{cl}$  – плотность глин 2,45-2,55 г/см<sup>3</sup> (по разрезу);

$\rho_{fl}$  – плотность фильтрата ПЖ 1,0 г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{Hy\_ap}$  – плотность углеводорода:

$$\rho_{HyAp} = 2 \times \rho_{hden} \times \frac{(10 - 2.5 \times \rho_{hden})}{(16 - 2.5 \times \rho_{hden})} \quad (2.2.4)$$

$V_{cl}$  – объёмная глинистость;

$S_{xo}$  – водонасыщенность промытой зоны (при ее отсутствии формула становится «обыкновенной») – рассчитывается из вводимой кривой  $R_{xo}$  (БМК), по той же формуле, которая была выбрана для расчета водонасыщенности.

Для расчета пористости по кривой АК используется уравнение Раймера-Ханта-Гарднера:

$$K_{p\_ак} = A * ((\Delta T - \Delta T_{ск}) / \Delta T) - K_{гг} * A * (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{гл}) \quad (2.2.5)$$

где  $\Delta T_{ск}$ - время пробега в скелете принято равным 170 мкс/м;

$\Delta T_{гл}$ - время пробега в глинах, определено в скважине по связи  $\Delta T_{гл} = f(H)$ ;

Коэффициент А принят 0,70.

Определение нейтронной пористости осуществляется по формуле:

$$\phi = \frac{(\phi_{neu} - (V_{cl} \times NeuCl) + NeuMatrix + Exfact + NeuSal)}{(S_{xo} + (1 - S_{xo}) \times NeuHyH)} \quad (2.2.6)$$

где  $\phi_{neu}$  - текущее значение общей нейтронной пористости;

$Vcl$  – объемная глинистость;

$NeuCl$  – значение для глины по данным нейтронного каротажа (водородосодержание глины  $\omega_{гл} = 0,25-0,30$ );

$NeuMatrix$  – поправка нейтронной матрицы;

$NeuSal$  – поправка нейтронной солености по данным нейтронного каротажа;

$Exfact$  – коэффициент экскавации по данным нейтронного каротажа;

$NeuHyHl$  – кажущийся водородный показатель углеводородов по данным нейтронного каротажа;

$Sxo$  – водонасыщенность промытой зоны.

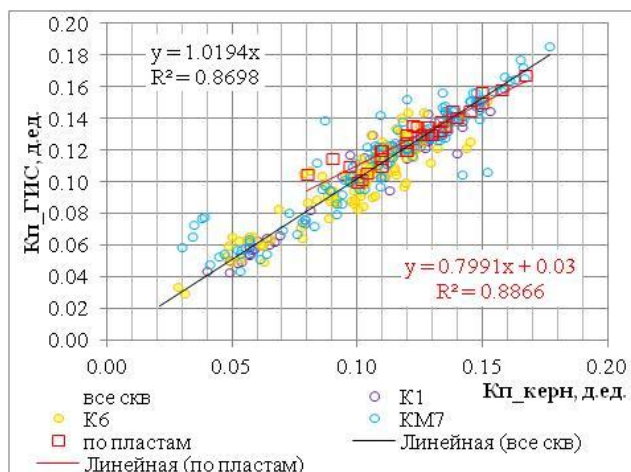
Результирующая пористость принималась по методам, которые имели приемлемое качество и наиболее достоверно отображали литологию разреза.

Пористость выделенных коллекторов, определённая по ГИС для горизонта Ю-III изменяется от 0,14 до 0,27 д. ед., среднее значение 0,22 д. ед., для горизонтов Ю-IV-2-1 – Ю-IV-2-3 изменяется от 0,12 до 0,21 д. ед., среднее значение 0,14 д. ед.

**Оценка достоверности пористости по ГИС** осуществлялась путем сопоставления с керновыми данными.

Оценка достоверности определения пористости по ГИС (в сопоставлении с  $K_p$  по керну) представлена как в поточечном варианте, так и по пластам (согласно требованию ГКЗ РК по представлению результатов сопоставления –  $K_pGIS-K_pКерн$  – должно проводиться по пластам с выносом керна не менее 80%).

В целом сходимость приведенных значений по керну и ГИС можно признать удовлетворительной, коэффициенты корреляции ( $R^2$ ) составили, соответственно 0,87-0,82 и 0,89-0,92 д. ед. для сопоставлений  $K_p_{кern}-K_p_{GIS}$  (поточечно и по пластам); систематических погрешностей на рисунках 2.2.6-2.2.7 не наблюдается.



**Рисунок 2.2.6 – Сопоставление коэффициентов пористости по керну и ГИС (J1-2ds) - по скважинам (по точкам и пластам)**

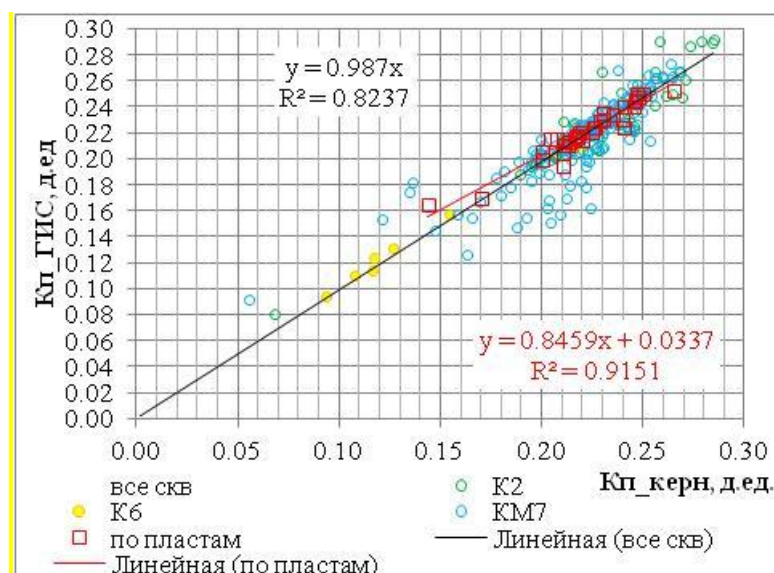


Рисунок 2.2.7 – Сопоставление коэффициентов пористости по керну и ГИС для верхней юры J3km (Ю-III) по скважинам (по точкам и пластам)

### Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Коэффициент водонасыщенности рассчитывался по методу электрического сопротивления по уравнению Арчи-Дахнова с применением петрофизических зависимостей ( $R_p = b/K_p^{1,835}$ ,  $R_H = a/K_v^{1,976}$ ), полученных на своем керне:

$$K_v = (a \cdot R_v / (K_p^m R_p))^{1/n}, \quad (2.2.7)$$

$R_p$  – истинное сопротивление пласта в непромытой зоне; сопротивление пластов определялось по данным электрического каротажа.

$K_p$  – пористость по каротажу;

$m$  – экспонента цементации;  $n$  – экспонента насыщения для продуктивных.

Коэффициент нефтегазонасыщенности рассчитывался по уравнению:

$$K_{нг} = 1 - K_v \quad (2.2.8)$$

где  $K_v$  – водонасыщенность;  $R_v$  – сопротивление пластовой воды в пластовых условиях, найденное по номограмме определения удельного сопротивления раствора NaCl в зависимости от минерализации и температуры (1); принято равным 0,07 и 0,032 Ом;  $p$

Рассчитанные значения коэффициента нефтегазонасыщенности по ГИС изменяются от 0,42 до 0,92 д.ед., среднее 0,69.

Изменение коэффициента нефтегазонасыщенности в сторону увеличения, обусловлены уточнением петрофизических зависимостей по новым данным специальных исследований:  $R_p = b/K_p^{1,835}$ ,  $R_H = a/K_v^{1,976}$  (были  $R_p = b/K_p^{1,96}$ ,  $R_H = a/K_v^{1,96}$ ).

### **2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды**

После утверждения первоначального подсчета запасов по месторождению Караколь дополнительно были отобраны и исследованы 6 глубинных проб пластовой нефти из скважин К-2, К-3, К-4 и К-5, 1 поверхностная проба нефти из скважины К-5, 4 устьевые пробы газа из скважин К-2, К-3, К-4, К-5.

#### **Свойства пластовой нефти**

В результате проведения термодинамических исследований были определены основные свойства пластовой нефти: давление насыщения, газосодержание, объёмный коэффициент, вязкость и плотность пластовой нефти, усадка, коэффициенты сжимаемости и растворимости.

Все результаты исследований по состоянию изученности на 01.08.2025 г. представлены в таблице 2.3.1. Приведённые значения газосодержания и объёмного коэффициента получены по данным однократного разгазирования.

Физико-химические свойства пластовой нефти **продуктивного горизонта Ю-III** изучены по результатам исследований 5 глубинных проб пластовой нефти, отобранных из скважины КМ-7, К-2 (2 пробы), К-3 и К-5.

Значение газосодержания составляет в среднем  $265 \text{ м}^3/\text{т}$ , давления насыщения – 10 МПа, объёмного коэффициента – 1,8 д.ед., плотности нефти в пластовых условиях –  $0,67 \text{ г}/\text{см}^3$ , динамической вязкости –  $0,36 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

**Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1** представлен единичным исследованием пробы пластовой нефти из скважины КМ-7 (ИП – 1772- 1777 м, дата отбора 28.04.2018 г.).

Значение газосодержания составляет  $182,9 \text{ м}^3/\text{т}$ , давления насыщения – 9,71 МПа, объёмного коэффициента – 1,365 д.ед., плотности нефти в пластовых условиях –  $0,673 \text{ г}/\text{см}^3$ , динамической вязкости –  $0,31 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Физико-химические свойства пластовой нефти **продуктивного горизонта Ю-IV-2-2** изучены по результатам исследований 5-ти глубинных проб пластовой нефти, отобранных из скважин КМ-7, К-1 (2 пробы), К-6, и К-4.

В среднем значение газосодержания составляет  $134 \text{ м}^3/\text{т}$ , давления насыщения – 8,4 МПа, объёмного коэффициента – 1,3 д.ед., плотности нефти в пластовых условиях –  $0,70 \text{ г}/\text{см}^3$ , динамической вязкости –  $2,374 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

В таблице 4.5 приведены значения подсчётных параметров пластовой нефти. В связи с отсутствием исследований по горизонту Ю-0-1, значения подсчётных параметров по нему принимаются по аналогии с горизонтом Ю-0-1 месторождения Юго-Восточный Дошан.

Таблица 2.3.1 – Месторождение Караколь. Свойства пластовой нефти по состоянию на 01.08.2025 г.

Скважины	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Дата отбора	Пластовые условия		Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Объёмный коэффициент,	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Усадка, %	Коэфф-т сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> *1/МПа (давл.	Коэфф-т растворимости газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> *МПа	Плотность газа при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	Организация, проводившая исследования
				давление, МПа	температура, °С		м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /т		пластовой	дегазир.						
<b>Продуктивный горизонт Ю-III</b>																	
КМ-7*	1518-1522	1518	14.05.2018	14,8	56,20	5,59	94,95	127,38	1,32	0,66	0,75	0,70	24,20	34,47	17,00	1,23	ТОО «КазНИГРИ»
К-1*	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	1518	13.08.2021	R <sub>плл</sub> =15,68 МПа; R <sub>и</sub> =37,92 МПа	129,00	20,65	244,78	305,17	2,02	0,54	0,80	0,15	50,49	664,00	11,85	1,12	ТОО «Стратум КЭР»
К-2	1521,5-1530	1506,15	08.08.2022	13,83	56,00	9,00	152,78	194,30	1,57	0,67	0,79	0,33	36,25	42,51	16,98	1,07	ТОО "КМГ Инжиниринг"
К-2	1521,5-1530	1500	21.09.2024	10,79	56,82	9,72	183,73	235,83	2,02	0,72	0,79	0,27	50,41		18,90	1,06	ТОО "НАЦ"
К-3*	1526,3-1530,5	300	24.09.2024	1,55	20,90	1,40	204,48	260,57	3,12	0,79	0,73	0,28	67,99			0,67	ТОО "НАЦ"
К-3*	1522-1525; 1526-1528	1513-1516	22.04.2025	14,69	60,00	13,17	450,00	562,50	1,66	0,57	0,80	0,17	49,27	39,87		0,82	ТОО «Стратум КЭР»
К-5	1516-1520; 1521-1523	1511-1512	22.04.2025	14,69	60,00	11,17	287,02	366,12	1,88	0,61	0,78	0,32	46,85		0,26	1,07	ТОО «Стратум КЭР»
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>						<b>10,0</b>	<b>207,8</b>	<b>265,4</b>	<b>1,823</b>	<b>0,67</b>	<b>0,79</b>	<b>0,3</b>	<b>44,5</b>	<b>42,5</b>	<b>12,0</b>	<b>1,1</b>	
<b>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1</b>																	
КМ-7	1772-1777	1765	28.04.2018	18,2	61,76	9,71	138,66	182,93	1,365	0,673	0,758	0,31	26,74	39,34	14,28	1,159	ТОО «КазНИГРИ»
<b>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2</b>																	
КМ-7	1832-1849	1750	12.04.2018	17,46	68,15	10,3	104,56	133,86	1,3	0,684	0,781	0,68	23,2	51,69	10,2	0,968	ТОО «КазНИГРИ»
КМ-7*	1888-1894	1350	04.03.2018	10,64	53	4,16	63,7	81,25	1,188	0,734	0,784	0,69	15,85	34,27	15,31	1,385	ТОО «КазНИГРИ»
К-1	1831-1835,5; 1835-1841	1815	14.08.2019	18,3	66	7,16	112,13	141,05	1,418	0,721	0,795	3,26	29,5		15,66	1,581	ТОО «НАЦ»
К-1	1813-1830,5; 1831-1834; 1835-1845	1820	13.12.2019	17,34	66,33	7,7	94,02	117,01	1,402	0,732	0,787	2,96	28,68	-	12,21	1,716	ТОО «НАЦ»
К-6	1897-1902	1897	16.01.2020	18,14	65,81	9,2	115,5	148,26	1,255	0,679	0,778	2,89	20,35	-	12,55	1,541	ТОО «НАЦ»
К-4*	1774-1785	1785	18.05.2025	13,68	63	11,06	327,31	422,36	1,99	0,5454	0,775	2,08	49,69				ТОО «Стратум КЭР»
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>						<b>8,4</b>	<b>105,9</b>	<b>134,0</b>	<b>1,3</b>	<b>0,70</b>	<b>0,79</b>	<b>1,6</b>	<b>24,8</b>	<b>51,7</b>	<b>12,4</b>	<b>1,4</b>	
<b>Примечание: * - отбракованная проба</b>																	

### ***Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях***

Всего по состоянию на 01.08.2025 г. на месторождении было отобрано и изучено 12 устьевых проб дегазированной нефти из продуктивных горизонтов Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 и Ю-IV-2-3. Все результаты исследований представлены в таблице 2.3.3.

#### ***Продуктивный горизонт Ю-III***

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях описаны по результатам исследования 4-х проб дегазированной нефти из скважин КМ-7, К-1, К-2, К-5.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,771 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 1,984 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 1,639 мм<sup>2</sup>/с, температура застывания нефти по результатам исследования – минус 4,5 °С. Массовое содержание общей серы составляет 0,033 %, высокомолекулярных парафинов – 9,589 %, смол силикогелевых – 3,335 %, асфальтенов – 0,545 %. Содержание сероводорода составляет 0,146 ppm, меркаптанов – 0,205 ppm. Температура начала кипения составляет 46,7 °С, объёмный выход фракций при температуре 200 °С – 49 %, при 300 °С – 52,8 %.

#### ***Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1***

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях описаны по результатам исследования 1 пробы дегазированной нефти из скважины КМ-7.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,7441 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 1,22 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 0,98 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,01 %, смол силикогелевых – 0,09 %, асфальтены отсутствуют. Содержание сероводорода составляет 0,249 ppm, меркаптанов – 0,361 ppm. Температура начала кипения составляет 63 °С, объёмный выход фракций при температуре 200 °С – 85 %, при 250 °С – 94 %.

#### ***Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2***

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях описаны по результатам исследования 4 проб дегазированной нефти из скважин КМ-7 (2 пр.), К-1, К-6.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,782 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 3,45 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 1,77 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,034 %, высокомолекулярных парафинов – 13,47 %, смол силикогелевых – 0,97 %, асфальтенов – 0,076 %. Содержание сероводорода составляет 0,159 ppm, меркаптанов – 0,108 ppm. Температура начала кипения составляет 46,5 °С, объёмный выход фракций при температуре 200 °С – 41,5 %, при 300 °С – 55 %.

#### ***Продуктивные горизонты Ю-IV-2-3***

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях описаны по результатам исследования 1 пробы из скважины К-6.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,7880 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 3,22 мм<sup>2</sup>/с, при 40 °С – 2,25 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,05 %, высокомолекулярных парафинов – 16,36 %, асфальтенов – 1,34 %, смолы не определялись. Содержание меркаптанов составляет 0,007 ppm, сероводород отсутствует. Объёмный выход фракций при температуре 200 °С составляет 35 %, при 300 °С – 64 %.

Нефть месторождения Караколь является особо лёгкой, малосернистой, малосмолистой и высокопарафинистой.

Таблица 2.3.3 – Месторождение Караколь. Физико-химические свойства дегазированной нефти на 02.01.2022 г.

№ скважины	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при						Содержание, % масс.						Содержание сероводорода, ррп	Содержание метил-, этилмеркаптанов, ррп	Зольность, % масс.	
				10 °С	20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	100 °С	общая сера	парафинов	асфальтены	смолы силикагелевые	метано-нафтеновые УВ	ароматические УВ				воды
<b>Продуктивный горизонт Ю-III</b>																			
КМ-7	1518-1522	14.05.2018	0,7745	2,47	2,08	1,85	1,7	1,61	1,14	0,04	11,54	0	1,4	93,52	5,08	0	0,292	0,41	0,02
К-2	1521,5-1530	09.01.2020	0,776	-	2,052	1,677	1,433	-	-	0,04	9,796	0,678		2,618	4,71	0	0	0	0,014
К-1	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	15.08.2021	0,7631	-	1,82	1,57	1,38	-	-	0,03	8,4	0,09	5,27	-	-	1,6	н/о	н/о	н/о
К-5	1516-1520; 1521-1523	13.03.2025	0,7709	-	-	1,8876	1,7308	1,6679	-	0,0239	8,62	1,41		89,43	9,16	0,4			0,02
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>			<b>0,771</b>	<b>2,470</b>	<b>1,984</b>	<b>1,746</b>	<b>1,561</b>	<b>1,639</b>	<b>1,140</b>	<b>0,033</b>	<b>9,589</b>	<b>0,545</b>	<b>3,335</b>	<b>61,856</b>	<b>6,317</b>	<b>0,500</b>	<b>0,146</b>	<b>0,205</b>	<b>0,018</b>
<b>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1</b>																			
КМ-7	1772-1777	28.04.2018	<b>0,744</b>	<b>1,35</b>	<b>1,22</b>	<b>1,12</b>	<b>1,06</b>	<b>0,98</b>	<b>0,72</b>	<b>0,01</b>	<b>0,44*</b>	<b>0</b>	<b>0,09</b>	<b>99,91</b>	<b>0,02</b>	<b>0</b>	<b>0,25</b>	<b>0,36</b>	<b>0,01</b>
<b>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2</b>																			
КМ-7	1832-1849	12.04.2018	0,78	6,68	2,75	2,29	1,99	1,76	1,29	0,03	18,26	0	1,03	92,74	6,23	0	0,165	0	0,02
КМ-7*	1832-1849	2018	0,779	-	2,461	2,02	1,79	1,551	-	0,24*	1,80*	0,1	1,2	-	-	0	-	-	-
КМ-7	1888-1894	04.03.2018	0,7753	7,53	3,08	2,27	2,01	1,78	1,3	0,03	30,11*	0	0,91	90,9	8,19	0	0,471	0,324	0,02
КМ-7*	1888-1894	2018	0,779	-	2,58	2,1	1,77	1,57	-	0,25*	2,40*	0,1	1,3	-	-	0	-	-	-
К-1	1831-1835,5; 1835-1841	14.08.2019	0,795	-	5,83	4,57	4,02	-	-	0,05	15,18	0,02	-	24,118	7,44	10,21	0	0	0,001
К-6		09.01.2020	0,779	-	2,135	1,808	1,572	-	-	0,025	6,954	0,284		2,091	5,46	0	0		0,0007
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>			<b>0,782</b>	<b>7,105</b>	<b>3,449</b>	<b>2,735</b>	<b>2,398</b>	<b>1,770</b>	<b>1,295</b>	<b>0,034</b>	<b>13,465</b>	<b>0,076</b>	<b>0,970</b>	<b>52,462</b>	<b>6,830</b>	<b>2,553</b>	<b>0,159</b>	<b>0,108</b>	<b>0,010</b>
<b>Продуктивные горизонты Ю-IV-2-3</b>																			
К-6	1943-1947; 1964,4-1978,4; 2050-2055; 2084,6-2086,7; 2090-2094	30.10.2019	<b>0,788</b>	-	<b>3,22</b>	<b>2,65</b>	<b>2,25</b>	-	-	<b>0,05</b>	<b>16,36</b>	<b>1,34</b>	-	<b>14,66</b>	<b>7,68</b>	<b>0,7</b>	<b>0</b>	<b>0,007</b>	<b>0,049</b>
<b>Примечание: * - отбракованные пробы, значения</b>																			

Продолжение таблицы 2.3.3

№ скважины	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Концентрация хлор. солей, мг/дм <sup>3</sup>	Содержание мех. примесей, мг/дм <sup>3</sup>	Молекулярная масса, г/моль	Кислотное число, мг КОН/г	Температура, °С		Выход фракций до температуры, % об.					Организация, исполнитель	
							застывания	вспышки в з/т	Начало кипения, °С	100 °С	150 °С	200 °С	250 °С		300 °С
<b>Продуктивный горизонт Ю-III</b>															
КМ-7	1518-1522	14.05.2018	38,87	0,02	162	0,08	0	-10	61	11	35	50	62	74	ТОО «КазНИГРИ»
К-2	1521,5-1530	09.01.2020	13,61	0,084	178,01	-	-18	-6			46			24	
К-1	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	15.08.2021	164,54	0,05**	172	-	-4	ниже 0	36	18	38	51	-	72	ТОО «Стратум КЭР»
К-5	1516-1520; 1521-1523	13.03.2025	56,8	0,5			4	ниже 0	43	14,05	33	46		69	ТОО "ЦПН"
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>			<b>68,455</b>	<b>0,201</b>	<b>170,670</b>	<b>0,080</b>	<b>-4,500</b>	<b>-8,000</b>	<b>46,667</b>	<b>14,350</b>	<b>38,000</b>	<b>49,000</b>	<b>62,000</b>	<b>59,750</b>	
<b>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1</b>															
КМ-7	1772-1777	28.04.2018	23,62	0,0044	127	0,22	-60	-18	63	8	59	85	94	-	ТОО «КазНИГРИ»
<b>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2</b>															
КМ-7	1832-1849	12.04.2018	12,96	0,01	172	0,028	9	-13	50	9	28	40	52	67	ТОО «КазНИГРИ»
КМ-7*	1832-1849	2018	-	0,06**	140	-	1	-9	50	15	32	45	57	70	ТОО «Мунайгазгеолсервис»
КМ-7	1888-1894	04.03.2018	41,27	0,0036	172	0,82	10	-18	43	9	25	36	50	70	ТОО «КазНИГРИ»
КМ-7*	1888-1894	2018	-	0,07**	140	-	4	4	55	9	24	36	48	62	ТОО «Мунайгазгеолсервис»
К-1	1831-1835,5; 1835-1841	14.08.2019	392	0,33**	190,6	-	-6	18	-	-	-	41	-	59	ТОО «НАЦ»
К-6		09.01.2020	18,25	0,032	175,81		-13	-4				49		24	
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>			<b>116,120</b>	<b>0,015</b>	<b>177,603</b>	<b>0,424</b>	<b>0,000</b>	<b>-4,250</b>	<b>46,500</b>	<b>9,000</b>	<b>26,500</b>	<b>41,500</b>	<b>51,000</b>	<b>55,000</b>	
<b>Продуктивные горизонты Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-5</b>															
К-6	1943-1947; 1964,4-1978,4; 2050-2055; 2084,6-2086,7; 2090-2094	30.10.2019	229,1	0,036**	199	-	-3	17	-	-	-	35	-	64	ТОО «НАЦ»
<b>Примечание: ** - значение содержания мех. примесей в % масс.</b>															

### ***Компонентный состав нефтяного газа***

Компонентный состав растворённого в нефти газа в данной работе рассматривается по результатам исследований проб газа однократного разгазирования из скважины К-1, КМ-7, К-2, К-3, К-5 и К-4 продуктивных горизонтов Ю-III, Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2.

Все результаты исследований представлены в таблице 2.3.4.

***Продуктивный горизонт Ю-III*** представлен результатами исследований 6-ти проб газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин КМ-7, К-1, К-2 (2 пробы), К-3 и К-5.

Нефтяной газ «высокожирный», содержание метана составляет 61,01 % мольн., этана – 12,35 % мольн., пропана – 12,25 % мольн., бутанов – 7,62 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов низкое: углекислого газа – 0,17 % мольн., азота – 1,43 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,107 кг/м<sup>3</sup>.

Устьевой газ горизонта изучен по результатам 7-ми пробам по скважинам КМ-7, К-1, К-2 (2 пробы), К-3, К-4 и К-5.

Содержание метана составляет 77,83 % мольн., этана – 8,92 % мольн., пропана – 6,05 % мольн., бутанов – 3,34 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов низкое: углекислого газа – 0,2 % мольн., азота – 1,84 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 0,892 кг/м<sup>3</sup>.

***Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1*** представлен результатами исследования 1 пробы газа однократного разгазирования пробы пластовой нефти из скважины КМ-7.

Нефтяной газ «высокожирный», содержание метана составляет 64,40 % мольн., этана – 10,87 % мольн., пропана – 9,57 % мольн., бутанов – 7,56 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,41 % мольн., азота – 1,04 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,159 г/л.

***Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2*** представлен результатами исследования 3 проб газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин КМ-7 (2 пробы) и К-4.

Нефтяной газ «высокожирный», содержание метана составляет 64,41 % мольн., этана – 13,54 % мольн., пропана – 10,44 % мольн., бутанов – 5,65 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов низкое: углекислого газа – 0,35 % мольн., азота – 1,63 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,045 г/л.

Устьевой газ горизонта изучен по результатам 4-х проб по скважинам КМ-7 (2 пробы), К-1 и К-6. Содержание метана составляет 60,31 % мольн., этана – 13,79 % мольн., пропана – 12,12 % мольн., бутанов – 7,22 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов низкое: углекислого газа – 0,29 % мольн., азота – 2,02 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,078 кг/м<sup>3</sup>.



Таблица 2.3.4 – Месторождение Караколь. Компонентный состав растворенного газа

№ скв.	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Дата отбора	Компонентный состав, % мольн.													Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Молярная масса, г/моль	Организация, проводившая исследования	
				Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан	и-Пентан	н-Пентан	Гексан	Гептан	Октан <sub>гв</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>				O <sub>2</sub>
<b>Пробы газа однократного разгазирования</b>																				
<i>Продуктивный горизонт Ю-III</i>																				
КМ-7	1518-1522	1518	14.05.2018	56,27	11,44	16,99	3,88	6,35	1,05	0,69	0,99	0,59	0,11	0,00	0,18	1,47	-	1,231	29,21	ТОО «КазНИГРИ»
К-1	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	1518	13.08.2021	66,76	10,36	9,27	2,20	4,28	1,52	1,49	0,90	1,80	0,10	0,00	0,16	1,17	-	1,117	26,95	ТОО «Стратум КЭР»
К-2	1521,5-1530	1506,15	08.08.2022	68,88	10,46	8,78	2,23	3,80	1,36	1,36	1,06	0,20	0,08	0,00	0,10	1,69	-	1,065	25,41	ТОО "КМГ Инжиниринг"
К-2	1521,5-1530	1500	21.09.2024	55,73	16,07	14,61	3,21	4,24	1,24	0,86	0,91	0,80	0,77	0,00	0,02	1,54	-	1,056		ТОО "НАЦ"
К-3*	1526,3-1530,5	300	24.09.2024	26,00	19,67	21,14	5,78	9,02	4,67	3,93	3,68	0,72	0,02	0,00	0,34	5,02	-	1,307		ТОО "НАЦ"
К-3	1522-1525; 1526-1528	1513-1516	22.04.2025	69,82	8,66	6,69	1,52	3,07	1,27	1,28	0,94	0,51	0,31	0,00	0,19	1,56			30,13	ТОО «Стратум КЭР»
К-5	1516-1520; 1521-1523	1511-1512	22.04.2025	48,60	17,14	17,15	3,83	7,10	1,98	1,71	0,57	0,31	0,04	0,00	0,36	1,18		1,067	30,91	ТОО «Стратум КЭР»
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>				<b>61,01</b>	<b>12,35</b>	<b>12,25</b>	<b>2,81</b>	<b>4,81</b>	<b>1,40</b>	<b>1,23</b>	<b>0,89</b>	<b>0,70</b>	<b>0,23</b>	<b>0,00</b>	<b>0,17</b>	<b>1,43</b>	-	<b>1,107</b>	<b>28,52</b>	
<i>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1</i>																				
КМ-7	1772-1777	1765	28.04.2018	<b>64,4</b>	<b>10,87</b>	<b>9,57</b>	<b>2,44</b>	<b>5,13</b>	<b>2,38</b>	<b>2,45</b>	<b>0,83</b>	<b>0,39</b>	<b>0,1</b>	<b>0</b>	<b>0,41</b>	<b>1,04</b>	-	<b>1,159</b>	<b>27,33</b>	ТОО «КазНИГРИ»
<i>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2</i>																				
КМ-7	1832-1849	1750	12.04.2018	68,21	16,22	8,95	1,10	1,60	0,59	0,55	0,10	0,00	0,00	0,00	0,20	2,48	-	0,968	23,03	ТОО «КазНИГРИ»
КМ-7	1888-1894	1350	04.03.2018	43,63	17,93	19,19	4,58	7,82	2,43	2,10	1,13	0,38	0,02	0,00	0,39	0,39	-	1,385	32,98	ТОО «КазНИГРИ»
К-1*	1831-1835,5; 1835-1841	1815	14.08.2019	30,00	16,27	22,53	6,52	11,80	0,13	4,16	2,74	0,74	0,10	0,00	0,37	4,63	-	1,582	38,07	ТОО «НАЦ»
К-1*	1813-1830,5; 1831-1834; 1835-1845	1820	13.12.2019	11,12	10,21	24,03	9,98	18,74	9,00	7,68	6,35	1,67	0,29	-	0,77	0,15	-	1,716	-	ТОО «НАЦ»
К-6*	1897-1902	1897	16.01.2020	15,72	10,91	24,42	10,89	19,26	9,21	6,52	1,45	0,07	0,00	-	0,75	0,80	-	1,541	-	ТОО «НАЦ»
К-4	1774-1785	1785	18.05.2025	81,40	6,47	3,17	0,58	1,27	0,65	0,92	1,26	1,28	0,11	<b>0,00</b>	0,46	2,01		0,7813	22,52	ТОО «Стратум КЭР»
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>				<b>64,41</b>	<b>13,54</b>	<b>10,44</b>	<b>2,09</b>	<b>3,56</b>	<b>1,22</b>	<b>1,19</b>	<b>0,83</b>	<b>0,55</b>	<b>0,04</b>	<b>0,00</b>	<b>0,35</b>	<b>1,63</b>	-	<b>1,045</b>	<b>26,18</b>	

Примечание: \* - отбракованные пробы, значения

Продолжение таблицы 2.3.4

№ скв.	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Дата отбора	Компонентный состав, % мольн.														Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Молярная масса, г/моль	Организация, проводившая исследования
				Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан	и-Пентан	н-Пентан	Гексан	Гептан	Октан <sup>+в</sup>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>			
<b>Устьевые пробы газа</b>																				
<i>Продуктивный горизонт Ю-III</i>																				
КМ-7	1518-1522	устье	14.05.2018	83,38	7,49	4,50	0,82	1,33	0,37	0,33	0,11		0,00	0,16	1,51	0,01	0,834	19,88	ТОО «КазНИГРИ»	
К-1	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	устье	15.08.2021	83,12	8,32	3,85	0,55	0,86	0,24	0,23	0,11	0,15	0,01	0,00	0,01	2,55	-	-	19,68	ТОО «Стратум КЭР»
К-2	1521,5-1530	устье	09.01.2020	63,51	11,75	10,94	2,82	4,81	1,90	1,71	0,99	0,30	0,05	-	0,37	0,85	-	0,939	27,21	ТОО «НАЦ»
К-2	1521,5-1530	устье	06.06.2024	72,01	10,82	8,34	1,67	2,95	0,83	0,78	0,47	0,35	0,10	<b>0,00</b>	0,24	1,44		0,990	23,71	ТОО «Стратум КЭР»
К-3	1518-1525	устье	13.01.2025	83,35	7,27	3,94	0,69	1,13	0,31	0,26	0,54	0,02	0,01	<b>0,00</b>	0,20	2,73		0,824	19,73	ТОО «Стратум КЭР»
К-4	1515-1519	устье	13.01.2025	83,69	7,23	3,94	0,71	1,20	0,36	0,34	0,17	0,07	0,02	<b>0,00</b>	0,17	2,10		0,829	19,86	ТОО «Стратум КЭР»
К-5	1516-1520; 1521-1523	устье	13.03.2025	75,71	9,55	6,87	1,38	2,49	0,74	0,70	0,38	0,18	0,03	<b>0,00</b>	0,21	1,74		0,939	22,48	ТОО «ЦПГ»
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>				<b>77,83</b>	<b>8,92</b>	<b>6,05</b>	<b>1,23</b>	<b>2,11</b>	<b>0,68</b>	<b>0,62</b>	<b>0,40</b>	<b>0,17</b>	<b>0,05</b>	<b>0,00</b>	<b>0,20</b>	<b>1,84</b>	<b>0,01</b>	<b>0,892</b>	<b>21,79</b>	
<i>Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2</i>																				
КМ-7	1832-1849	устье	12.04.2018	76,16	11,56	7,34	1,16	1,80	0,41	0,35	0,07	0,01	0,00	0,00	0,46	0,69	0,00	0,905	21,66	ТОО «КазНИГРИ»
КМ-7	1888-1894	устье	04.03.2018	68,17	13,37	10,16	1,83	2,76	1,03	1,13	0,69	0,20	0,01	0,00	0,00	0,63	0,01	1,030	24,64	ТОО «КазНИГРИ»
К-1	1831-1835,5; 1835-1841	устье	14.08.2019	50,62	16,98	15,43	3,19	4,61	1,32	0,94	0,43	0,02	0,01	-	0,32	6,14	-	1,183	28,46	ТОО «НАЦ»
К-6	1897-1902	устье	09.01.2020	46,30	13,26	15,54	4,73	8,80	3,88	3,43	2,37	0,65	0,05	-	0,38	0,62	-	1,192	34,54	ТОО «НАЦ»
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>				<b>60,31</b>	<b>13,79</b>	<b>12,12</b>	<b>2,73</b>	<b>4,49</b>	<b>1,66</b>	<b>1,46</b>	<b>0,89</b>	<b>0,22</b>	<b>0,02</b>	<b>0,00</b>	<b>0,29</b>	<b>2,02</b>	<b>0,01</b>	<b>1,078</b>	<b>27,33</b>	

Примечание: \* - отбракованные пробы, значения

### 2.4 Физико-гидродинамические характеристики

К настоящему времени для отложений продуктивных горизонтов месторождения Караколь выполнены исследования, относящиеся к параметрам физико-гидродинамической характеристики (табл. 2.4.1). Дополнительно, в раннем разделе представлена зависимость проницаемости пород для газа от пористости. Исследования керна из скважины КМ-7 выполнены в ТОО "НИИ ТДБ "КАЗМУНАЙГАЗ" "КАСПИЙМУНАЙГАЗ", г. Атырау в 2018 г.; из скважин К-1, К-2 и К-6 – в лаборатории ТОО "Везерфорд-КЭР" (2018-2020 гг.) г. Актау.

Таблица 2.4.1 – Комплекс специального исследования керна

Вид исследования / Скважина	Количество исследованных образцов				
	КМ-7	КМ-1	КМ-2	КМ-6	всего
Стандартный анализ керна ( $K_p$ , $K_{пр}$ )	339	68	52	149	608
Кривые капиллярного давления методом капилляриметрии	10	5	6	5	26
Относительная фазовая проницаемость (метод центрифугирования)		5	6	5	16
Смачиваемость, обр.	10				10
Ртутная порометрия и ККД		5	6	5	16
Коэффициент вытеснения и определение ОФП (нефть-вода), обр.	10				10

По керну из скважин КМ-1, КМ-2, КМ-6, КМ-7 определены пористость ( $K_p$ ), проницаемость для газа ( $K_{пр}$ ), кривые капиллярного давления (ККД) методом капилляриметрии и порометрии, относительные фазовые проницаемости (ОФП) для нефти и воды методом центрифугирования (скв.К-1, К-2, К-6) и методом стационарной фильтрации (скв.КМ-7). По керну из скважины КМ-7 выполнено определение смачиваемости на образцах после восстановления.

#### *Зависимость проницаемости пород для газа от пористости*

Сопоставления  $K_{пр}$ - $K_p$  по стратиграфическим объектам (рис. 2.4.1 а) и представленные совместно для отложений  $J_{3km}$  и  $J_{1-2ds}$  свит (рис. 2.4.1 б) – позволили при имеющейся изученности, для продуктивных отложений принять зависимость  $K_{пр}=f(K_p)$ , установленную совместно для  $J_{3km}$  и  $J_{1-2ds}$  свит:

$$K_{пр} = 0,0019 \times e^{52,658 \times K_p} \quad (R^2=0,90) \quad (2.4.1)$$

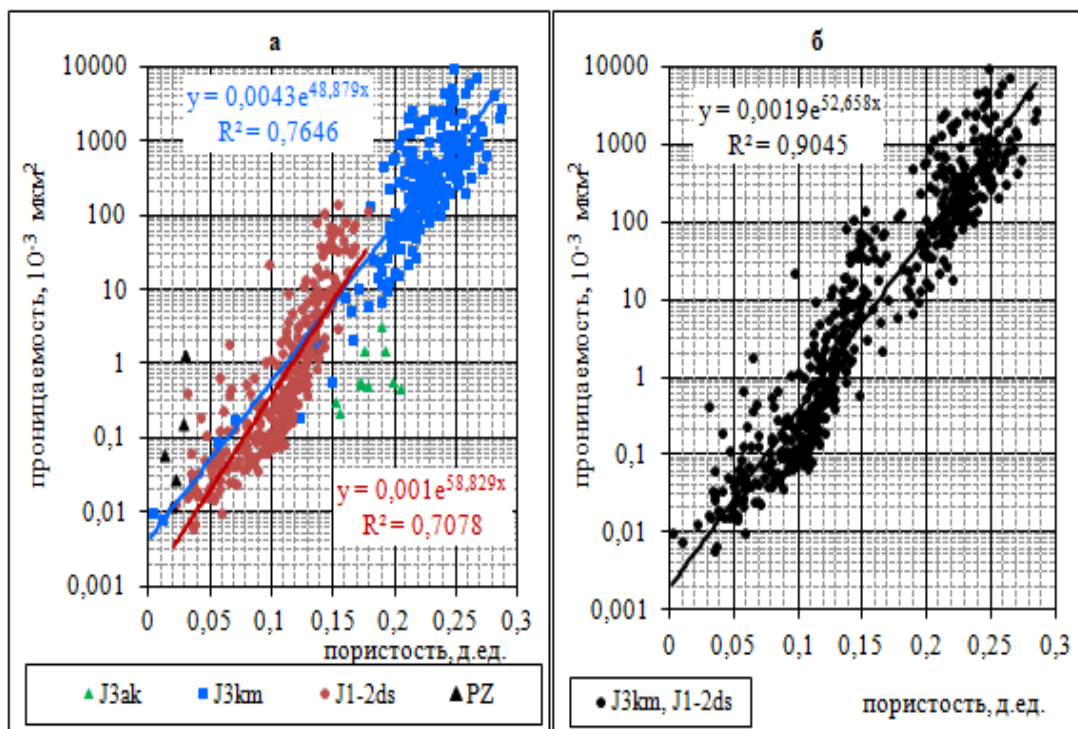
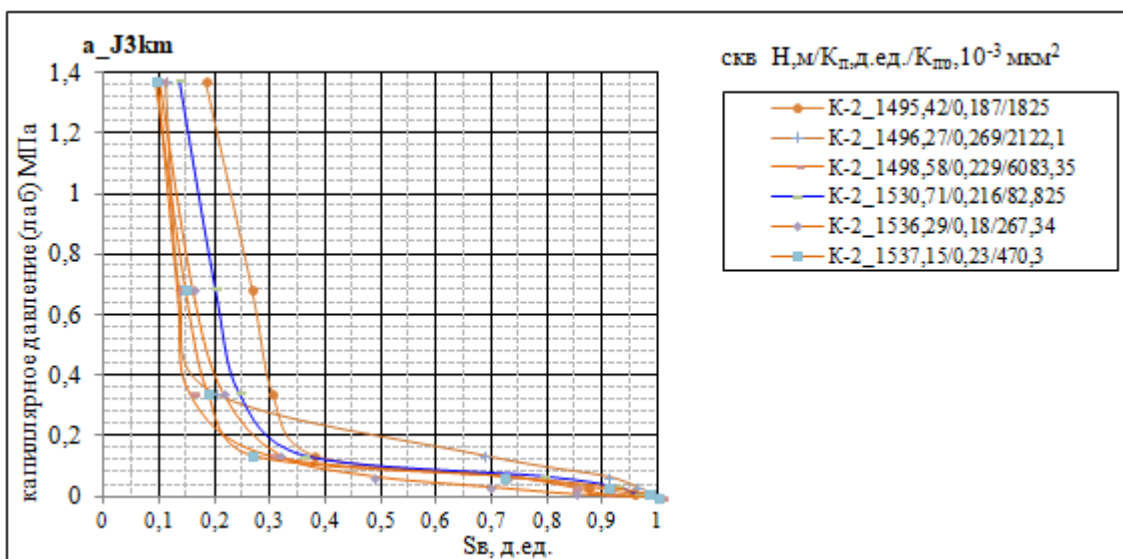


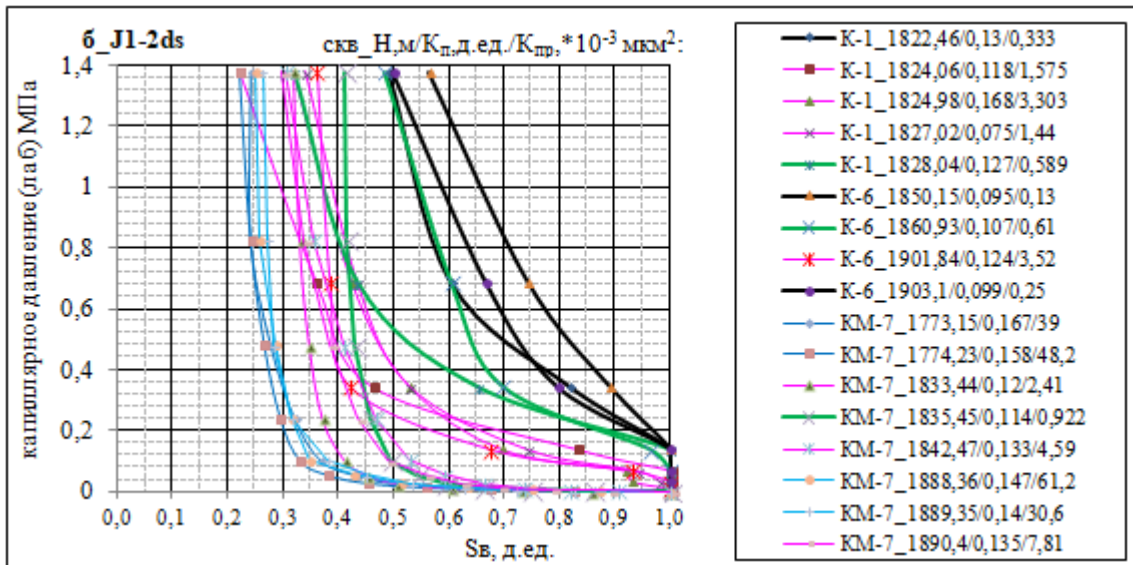
Рисунок 2.4.1 – Зависимость проницаемости от пористости: по стратиграфическим объектам (а); обобщенная для J3km и J1-2ds (б)

**Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность**

ККД (8 кривых по образцам J3km и 18 кривых по образцам J1-2ds свиты) определены по керну из скважин КМ-7, К-1, К-2, К-6. Пористость для изученных образцов составляет 0,041-0,269 д.ед.,  $K_{пр}$  изменяется от 0,05 до  $6083,35 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

Кривые капиллярного давления для отложений кумкольской и дощанской свит представлены по диапазонам  $K_{пр}$  (рис. 2.4.2), для последних – и по диапазонам пористости (рис. 2.4.3).





Цвет ККД по K<sub>пр</sub>, 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>: <0,5-черный, 0,5-1 - зеленый, 1-10 - розовый, 20-50- голубой, 50-100 - синий, >100 –оранжевый

Рисунок 2.4.2 – Скважины КМ-7, К-1, К-2, К-6. Кривые капиллярного давления по проницаемости для отложений кумкольской (а) и дощанской (б) свит

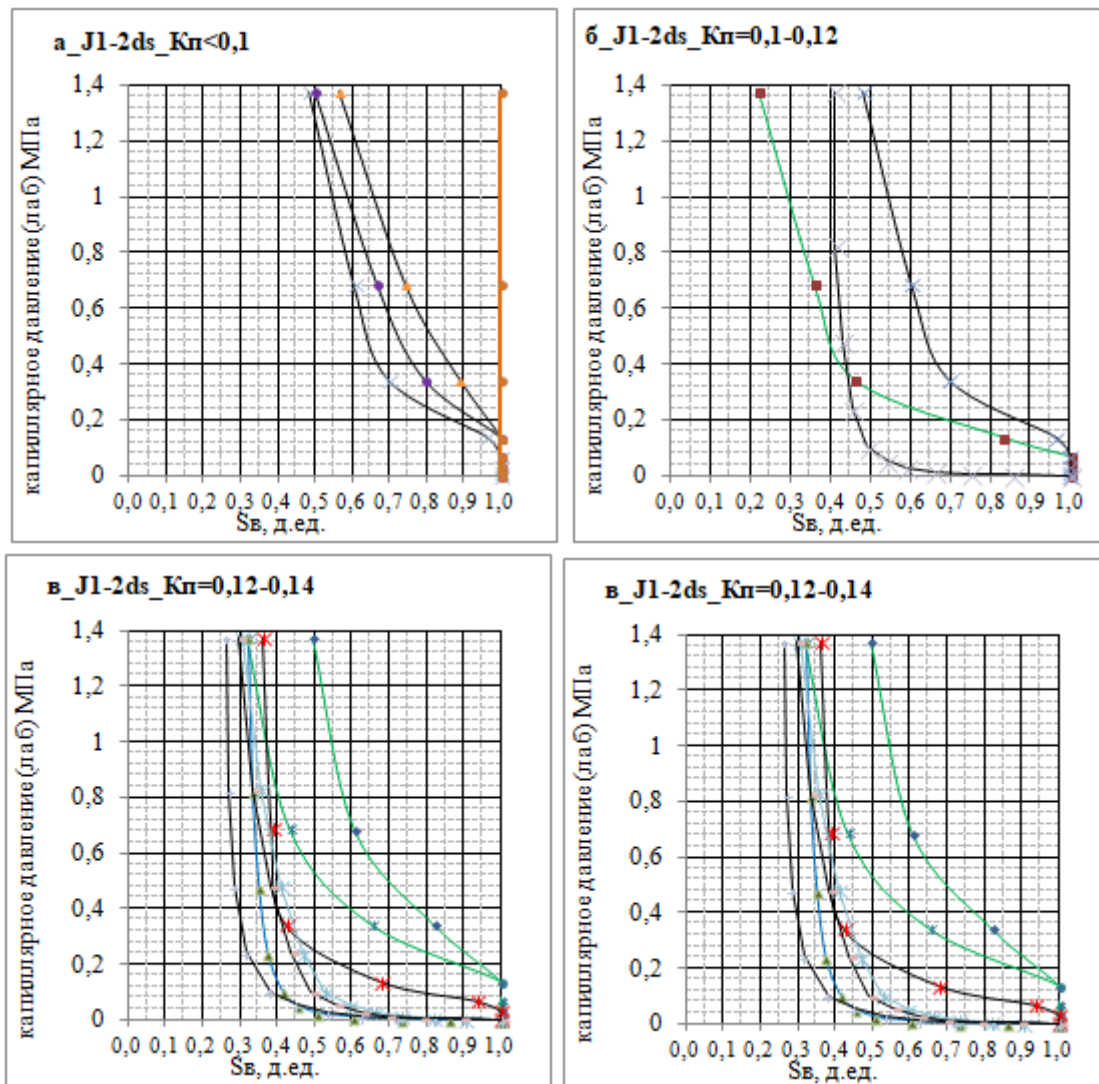


Рисунок 2.4.3 – Скважины КМ-7, К-1, К-2, К-6. Кривые капиллярного давления для отложений дощанской (б) свиты, дифференцированные по проницаемости и диапазонам пористости

Вид кривых капиллярного давления связан со строением пустотного пространства и соответственно, ФЕС.

За величину остаточной водонасыщенности ( $S_{во}$ ) принята водонасыщенность, достигнутая при  $P_k=1,38$  МПа. Зависимости остаточной водонасыщенности для отложений дощанской свиты от ФЕС образцов ( $S_{во}=f(K_{пр})$  и  $S_{во}=f(K_{п})$ ) имеют вид (рис. 2.4.4 а, б):

$$S_{во}=0,0355 \times K_{п}^{-1,0,93} \quad (R^2=0,84), \quad (2.4.2)$$

$$S_{во}=0,42 \times K_{пр}^{-0,162} \quad (R^2=0,85). \quad (2.4.3)$$

Для пород из отложений кумкольской свиты  $S_{во}$  определена только для образцов с высокими ФЕС (рис.1.8), и можно предположить, что для них изменение  $S_{во}$  в зависимости от пористости и проницаемости происходит в соответствии с зависимостями, установленными для отложений дощанской свиты.

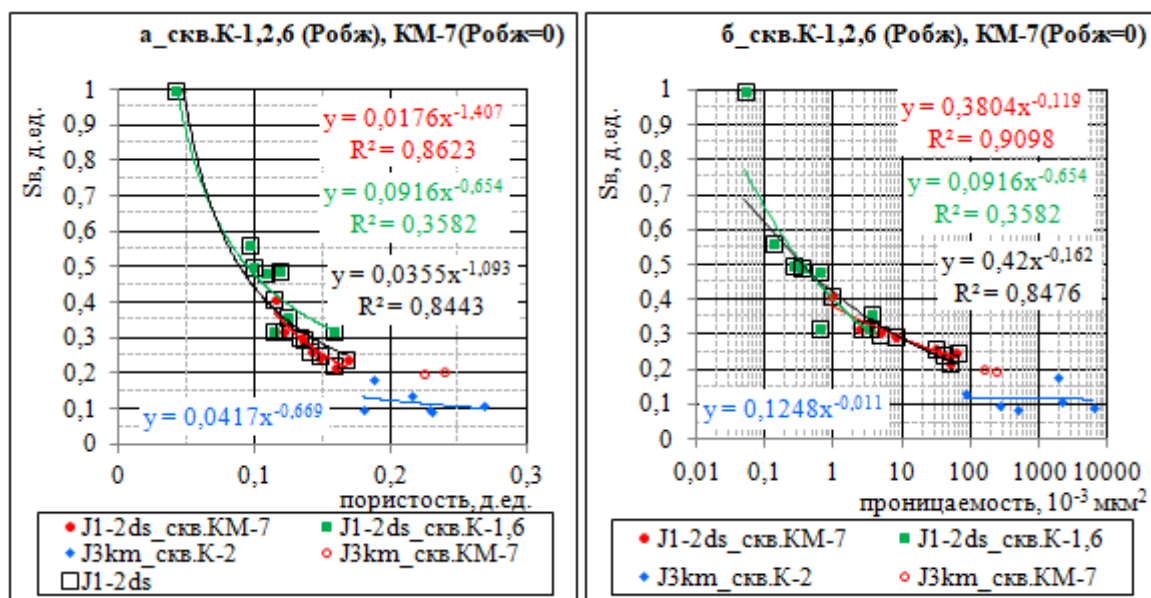


Рисунок 2.4.4 – Скважины КМ-7, К-1, К-2, К-6. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б)

Кривые капиллярного давления, полученные методом нагнетания ртути (рис. 2.4.5) показывают также значительное разнообразие по виду, и соответственно, по строению пустотного пространства и ФЕС исследованных пород.

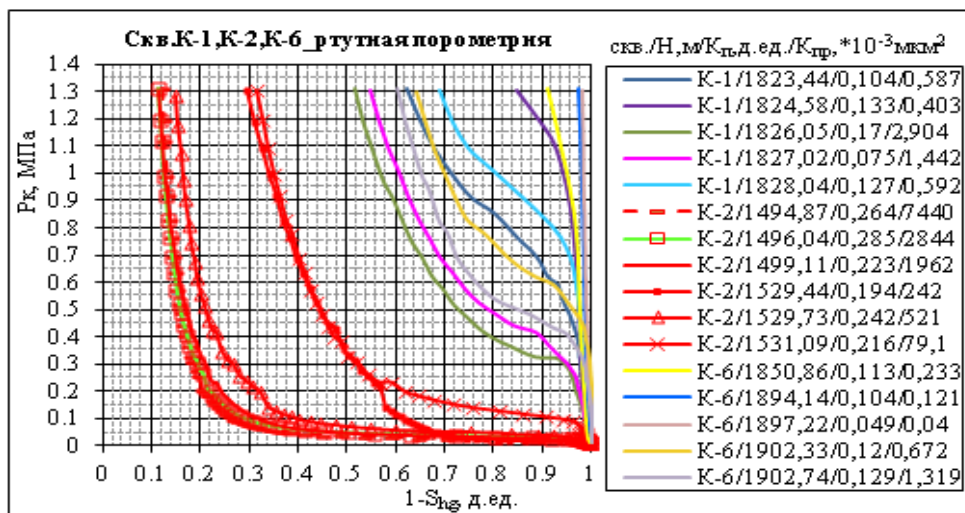


Рисунок 2.4.5 – Скважины К-1, К-2, К-6. Кривые капиллярного давления по ртутной порометрии

### Строение пустотного пространства

Строение пустотного пространства методом ртутной порометрии изучено для 16 образцов из 3 скважин (скв. К-1, К-2, К-6), отобранным из отложений J<sub>3</sub>km (6 обр.) и J<sub>1-2</sub>ds (10 обр.) свит.

Отражением строения пустотного пространства является распределение нормализованного порового объема по радиусу "пережимов" пор, представленное на рисунке 1.10, из которого видно, что образцы-неколлекторы ( $K_{пр} < 1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), в основном, характеризуются пустотами радиусом <0,2-0,05 мкм. Коллекторы характеризуются пустотным пространством, преимущественно, радиусом >0,5 мкм; для высоко проницаемых образцов J<sub>3</sub>km свиты с  $K_{пр} = (521-7440) \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> радиус преобладающих пор составляет >10 мкм.

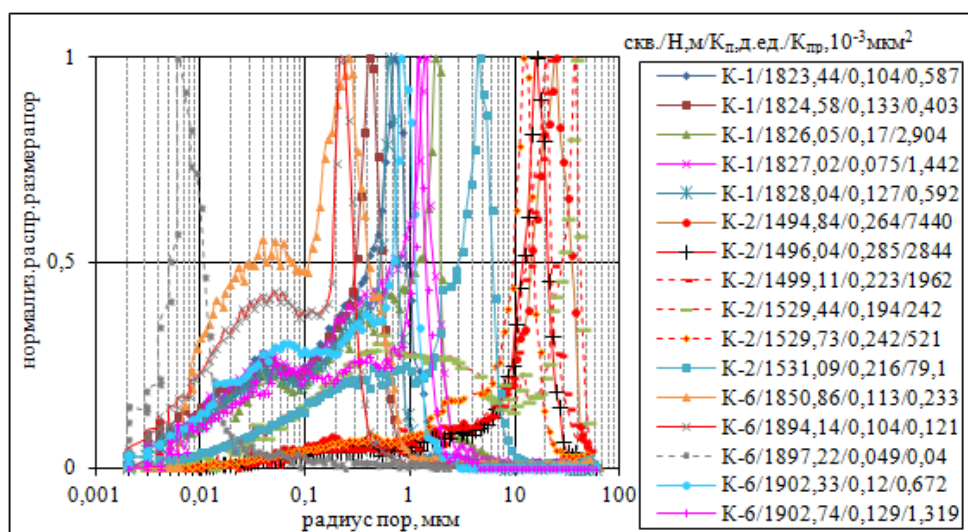


Рисунок 2.4.6 – Распределение нормализованного порового объема по радиусу пережимов по всем образцам (16 шт.) из скважин К-1, К-2, К-6

### Смачиваемость пустотного пространства

По результатам определения смачиваемости породы свит ( $J_{3km}$  и  $J_{1-2ds}$ ) по 10 образцам из скважины КМ-7 – смачиваемость пустотного пространства характерна для гидрофильных пород.

### Относительная фазовая проницаемость, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой

Эксперименты по определению подвижности нефти и воды выполнены на 26 образцах из скважин КМ-7 (10 экспериментов, выполненных методом стационарной фильтрации при  $P_{пл}=38-39$  МПа и  $T_{пл}= 60^{\circ}C$ ), К-1, К-2, К-6 (16 экспериментов, выполненных при вытеснении нефти водой методом центрифугирования при  $P_{пл}=6,5$  МПа и  $T_{пл}= 38^{\circ}C$ ).

Свойства образцов, использованных в экспериментах, в том числе проницаемость для воды ( $K_{пр^в}$ ), и полученные в конечных точках величины проницаемости для нефти при  $S_{во}$  ( $K_{пр^н}(S_{во})$ ), остаточной нефтенасыщенности ( $S_{но}$ ), проницаемости для воды при  $S_{но}$  ( $K_{пр^в}(S_{но})$ ),  $K_{выт}$  представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Скважины КМ-7, К-1, К-2, К-6. Результаты экспериментов по определению ОФП для нефти и воды в “конечных” точках

Скв.	Глу-бина, м	Отло-же-ния	$K_{пр}$ для газа, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$K_p$ , д.ед.	$K_{пр}$ для воды, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$S_{во}$ , д.ед.	$K_{пр}^н(S_{во})$ , $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$S_{но}$ , д.ед.	$K_{пр}^в(S_{но})$ , $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$K_{выт}$ , д.ед.
КМ-7	1517,08	$J_{3km}$	146	0,239	32,6	0,18	44,3	0,23	9,6	0,72
КМ-7	1520	$J_{3km}$	223	0,224	79,6	0,22	92,3	0,203	20,3	0,74
КМ-7	1773,15	$J_{1-2ds}$	39	0,167	7,8	0,22	14,3	0,238	3	0,695
КМ-7	1774,23	$J_{1-2ds}$	48,2	0,158	9,3	0,21	15,6	0,237	3,3	0,7
КМ-7	1833,44	$J_{1-2ds}$	2,41	0,12	0,95	0,33	1,4	0,286	0,3	0,573
КМ-7	1835,45	$J_{1-2ds}$	0,922	0,114	0,241	0,37	0,352	0,324	0,1	0,486
КМ-7	1842,47	$J_{1-2ds}$	4,59	0,133	1,63	0,3	2,12	0,295	0,4	0,579
КМ-7	1888,36	$J_{1-2ds}$	61,2	0,147	18,6	0,23	29,31	0,25	5,1	0,675
КМ-7	1889,35	$J_{1-2ds}$	30,6	0,14	7,4	0,29	11,1	0,256	2,3	0,639
КМ-7	1890,4	$J_{1-2ds}$	7,81	0,135	1,35	0,31	2,83	0,279	0,6	0,596
К-1	1822	$J_{1-2ds}$	13,09	0,107		0,4	7,40	0,111	2,59	0,81
К-1	1823,03	$J_{1-2ds}$	2,12	0,144		0,559	1,37	0,104	0,37	0,77
К-1	1825,53	$J_{1-2ds}$	2,92	0,084		0,489	2,08	0,116	0,46	0,77
К-1	1826,55	$J_{1-2ds}$	5,27	0,107		0,511	3,50	0,113	0,84	0,77
К-1	1827,54	$J_{1-2ds}$	0,07	0,117		0,848	0,03	0,074	0,00	0,51
К-2	1494,87	$J_{3km}$	7264,3	0,264		0,109	2449	0,187	1249	0,79
К-2	1496,04	$J_{3km}$	2746,9	0,285		0,153	1107	0,183	597,8	0,78
К-2	1499,11	$J_{3km}$	1884,6	0,223		0,183	712,3	0,14	406,0	0,83
К-2	1529,44	$J_{3km}$	221,06	0,194		0,271	131,3	0,142	45,97	0,80
К-2	1529,73	$J_{3km}$	487,91	0,242		0,209	262,2	0,153	91,77	0,81
К-2	1531,09	$J_{3km}$	69,18	0,216		0,312	27,24	0,144	8,99	0,79
К-6	1850,86	$J_{1-2ds}$	0,15	0,113		0,638	0,087	0,168	0,009	0,54
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
К-6	1894,14	$J_{1-2ds}$	0,17	0,104		0,681	0,057	0,138	0,003	0,57
К-6	1897,22	$J_{1-2ds}$	0,02	0,048		0,784	0,009	0,115	0,001	0,47
К-6	1902,33	$J_{1-2ds}$	0,45	0,119		0,733	0,267	0,088	0,032	0,67
К-6	1902,74	$J_{1-2ds}$	0,91	0,129		0,589	0,485	0,127	0,092	0,69

Сопоставление абсолютной проницаемости и эффективных проницаемостей (рис. 2.4.6) описываются уравнениями:

$$K_{пр}^H(S_{во})=0,4859 \times K_{пр}^{0,9749} \quad (R^2=0,99), \quad (2.4.4)$$

$$K_{пр}^B(S_{но})=0,0778 \times K_{пр}^{1,1052} \quad (R^2=0,98). \quad (2.4.5)$$

По результатам экспериментов для пород с  $K_{пр}=(0,02-7264,28) \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, величина  $K_{пр}^H(S_{во})$  составляет (0,3-0,71) от  $K_{пр}$ ;  $K_{пр}^B(S_{но})$  – (0,02-0,22) от  $K_{пр}$ ; величина  $S_{но}$  составляет (0,074-0,324) д.ед.,  $K_{выт}$  – (0,47-0,83) д.ед.

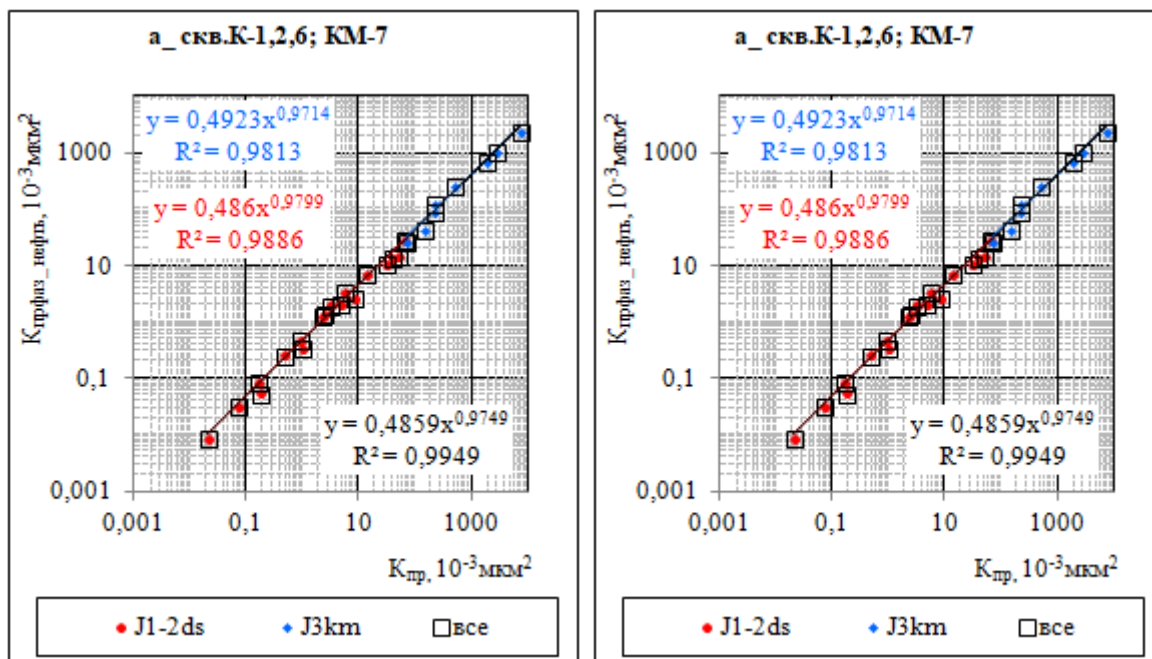


Рисунок 2.4.7 – KM-7, K-1, K-2, K-6. Сопоставление абсолютной проницаемости и эффективных проницаемостей

Зависимости коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности от абсолютной проницаемости показаны на рисунке 2.4.7.

Для отложений кумкольской свиты эксперименты выполнены методом центрифугирования по керну из скважины K-2, для отложений дощанской свиты – методом стационарной фильтрации (скв. KM-7) и методом центрифугирования (скв. K-1, K-6). Различие в величине  $S_{но}$ , полученной в экспериментах по керну из отложений дощанской свиты, может быть обусловлено, как тем, что при вытеснении нефти водой методом центрифугирования получены заниженные (предельные) значения  $S_{но}$ , относительно метода стационарной фильтрации. Также отмечено несоответствие  $S_{в}$ , моделированной по образцам пород из скважин K-1, K-2, K-6,  $S_{во}$ , полученной методом капиллярметрии – методом, считающимся стандартным (рис. 2.4.8).

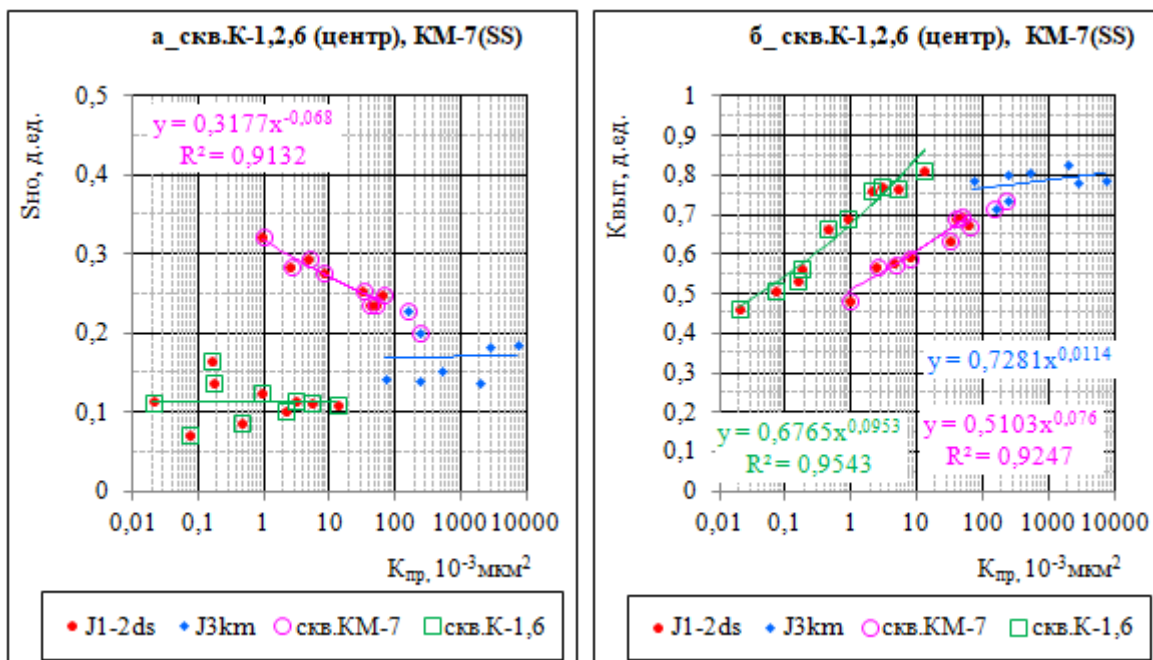


Рисунок 2.4.8 – Скважины KM-7, K-1, K-2, K-6. Зависимость остаточной нефтенасыщенности (а) коэффициента вытеснения нефти водой (б) от проницаемости

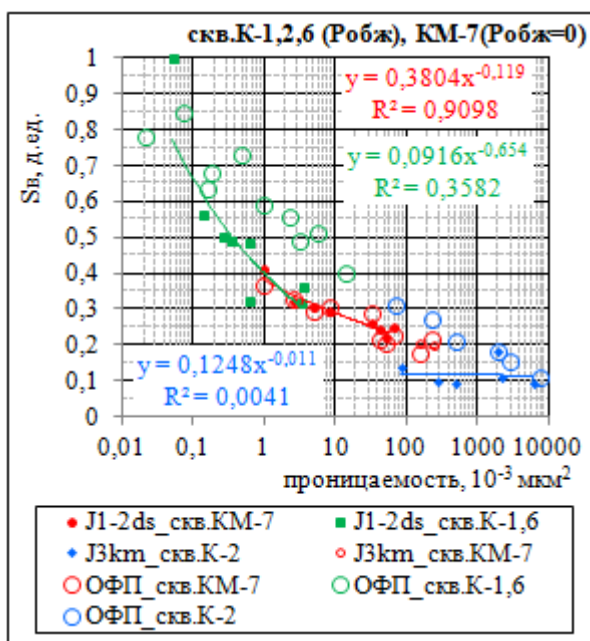


Рисунок 2.4.9 – Скважины KM-7, K-1, K-2, K-6. Сопоставление остаточной водонасыщенности, оцененной методом капиллярметрии, и моделированной в экспериментах по определению ОФП, в зависимости от проницаемости

На данном этапе изученности рекомендуется использовать результаты определения  $S_{но}$  и  $K_{выт}$ , полученные по керну из скважины KM-7 (метод стационарной фильтрации, условия пласта). Для отложений дощанской (8 экспериментов) и кумкольской (2 эксперимента) свит с  $K_{пр}=(1-223) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) зависимости  $S_{но}-K_{пр}$  и  $K_{выт}-K_{пр}$  имеют вид:

$$S_{но}=0,3177 \times K_{пр}^{-0,068}, \quad (R^2=0,91). \quad (2.4.6)$$

$$K_{выт}=0,51038 \times K_{пр}^{0,067}. \quad (R^2=0,92). \quad (2.4.7)$$

Кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды (ОФП) представлены на рисунке 2.4.10.

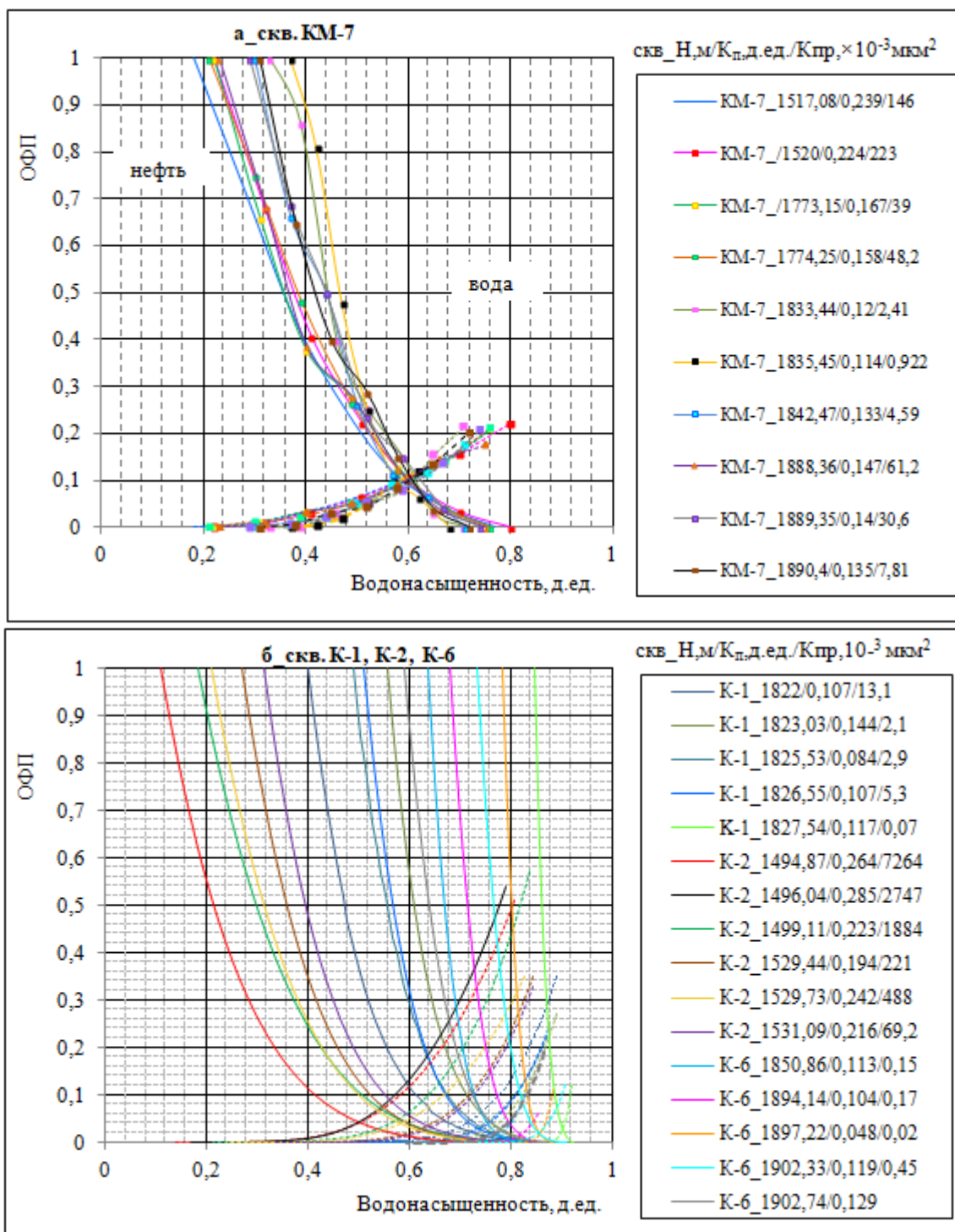


Рисунок 2.4.10 - Кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды: скважина КМ-7 (а), скважины К-1, К-2, К-6 (б)

Таким образом, на 01.08.2025 г. по керну из отложений кумкольской и дощанской свит, вскрытых скважинами КМ-7, К-1, К-2, К-6, получены кривые капиллярного давления, оценена остаточная (начальная в пласте) водонасыщенность и ее зависимость от пористости

и проницаемости. Эксперименты выполнены методом капиллярметрии (поровой пластины) при максимальном капиллярном давлении 1,4 МПа на 26 образцах.

Эксперименты по определению подвижности нефти и воды выполнены на 26 образцах из скважин КМ-7 (10 экспериментов, выполненных методом стационарной фильтрации при  $P_{пл}=38-39$  МПа и  $T_{пл}=60^{\circ}\text{C}$ ), К-1, К-2, К-6 (16 экспериментов, выполненных при вытеснении нефти водой методом центрифугирования при  $P_{пл}=6,5$  МПа и  $T_{пл}=38^{\circ}\text{C}$ ). По результатам получены зависимости  $K_{пр}^B$ ,  $K_{пр}^H(S_{во})$ ,  $K_{пр}^B(S_{но})$  от  $K_{пр}$ . В тоже время отмечены различия в величине остаточной нефтенасыщенности, определенной для отложений дощанской свиты – методом стационарной фильтрации (скв. КМ-7) и методом центрифугирования (скв. К-1, К-6). Также отмечено несоответствие  $S_v$ , моделированной в экспериментах по вытеснению, и  $S_{во}$ , полученной методом капиллярметрии, по образцам пород из скважин К-1, К-2, К-6. Поэтому на данном этапе изученности рекомендуется использовать результаты определения  $S_{но}$  и  $K_{выт}$ , полученные по керну из скважины КМ-7 (метод стационарной фильтрации, условия пласта).

### **2.5 Запасы нефти и газа**

В 2020 г. выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2020 г.», утвержденный ГКЗ Республики Казахстан.

В 2022 г. выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2022 г.» (протокол № 2452-22-У от 07.09.2022 г.).

В 2024 г. разработан и согласован Анализ разработки месторождения Караколь по состоянию изученности на 01.10.2024 г. (протокол ЦКРР РК 58/5 от 19.12.2024 г.). В рамках Анализа уточнены прогнозные технологические показатели на период 2024-2026 гг.

В рамках реализации АР-2024 были выполнены следующие работы:

- Бурение и испытание 4 новых эксплуатационных скважин (№№ К-3, К-4, К-5, К-8);
- Бурение и испытание одной оценочно-эксплуатационной скважины (№ К-10);
- Отбор и анализ проб флюидов нефти, газа и пластовой воды;
- Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 3Д.

По итогам проведенных работ и полученных результатов в 2025 г. был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Караколь по состоянию на 01.08.2025 г.» (протокол ГКЗ РК № 2790-25-У от 15.12.2025 г.).

Утвержденные запасы нефти и газа, согласно протоколу ГКЗ РК № 2790-25-У от 15.12.2025 г. составили:

***Нефть***

$C_1$  – 4517 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 1198,2 тыс.т.;

$C_2$  – 413 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 36,5 тыс.т.

***Растворенный газ***

$C_1$  – 847,5 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 225,6 млн.м<sup>3</sup>;

$C_2$  – 64,6 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 4,7 млн.м<sup>3</sup>;

***Газ из газовой шапки***

$C_1$  – 624 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 562 млн.м<sup>3</sup>.

Таблица 1 – Сводная таблица запасов нефти и растворенного газа месторождения Караколь по состоянию на 01.08.2025 г.

Горизонт	Зона насыщения	Категория запасов	Площ. нефтеносн. тыс. м <sup>2</sup>	Среднезвешен. нефтенасыщ. толщ. м	Объем нефтенасыщ. пород тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти г/см <sup>3</sup>	Геолог. запасы нефти тыс. т	Коэффициент извлечения д. ед.	Извлек. запасы нефти тыс. т	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Начальные запасы раств. газа	
						пористости	нефтенасыщенности	пересчетный						геологические	извлекаемые
						д. ед.	д. ед.	д. ед.							
Ю-0-1	Н	C <sub>2</sub>	152	2,9	440	0,25	0,53	0,895	0,801	42	0,174	7,3	33	1,4	0,2
	ВН	C <sub>2</sub>	64	0,8	52	0,25	0,53	0,895	0,801	5	0,174	0,9	33	0,2	0,0
	<b>Итого</b>	C <sub>2</sub>	<b>216</b>	<b>2,3</b>	<b>492</b>					<b>47</b>		<b>8,2</b>		<b>1,6</b>	<b>0,2</b>
Ю-III	ГН	C <sub>1</sub>	877	18	15643	0,22	0,67	0,548	0,787	984	0,280	275,5	265	260,8	73,0
	ВН		771	16	12195	0,22	0,67	0,548	0,787	767	0,280	214,8	265	203,3	56,9
	<b>Итого</b>	C <sub>1</sub>	<b>1648</b>	<b>16,9</b>	<b>27838</b>					<b>1751</b>		<b>490,3</b>		<b>464,1</b>	<b>129,9</b>
Ю-IV-2-1	Н	C <sub>1</sub>	1252	3	4100	0,16	0,65	0,733	0,758	237	0,070	16,6	183	43,3	3,0
	ВН		239	2	435	0,16	0,65	0,733	0,758	25	0,070	1,8	183	4,6	0,3
	Н	C <sub>2</sub>	1267	3	3979	0,16	0,65	0,733	0,758	230	0,049	11,3	183	42,1	2,1
	ВН		267	3	918	0,16	0,65	0,733	0,758	53	0,049	2,6	183	9,7	0,5
	<b>Итого</b>	C <sub>1</sub>	<b>1491</b>	<b>3,0</b>	<b>4535</b>					<b>262</b>		<b>18,4</b>		<b>47,9</b>	<b>3,3</b>
C <sub>2</sub>		<b>1534</b>	<b>3,2</b>	<b>4896</b>					<b>283</b>		<b>13,9</b>		<b>51,8</b>	<b>2,6</b>	
Ю-IV-2-2	ГН	C <sub>1</sub>	403	4	1467	0,15	0,63	0,746	0,785	81	0,275	22,3	134	10,9	3,0
	Н		2854	14	39016	0,15	0,63	0,746	0,785	2160	0,275	594,8	134	289,4	79,7
	ВН		403	12	4755	0,15	0,63	0,746	0,785	263	0,275	72,4	134	35,2	9,7
	<b>Итого</b>	C <sub>1</sub>	<b>3659</b>	<b>12,4</b>	<b>45238,43</b>					<b>2504</b>		<b>689,5</b>		<b>335,5</b>	<b>92,4</b>
		C <sub>2</sub>	<b>0</b>		<b>0</b>					<b>0</b>		<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>
C <sub>1+C2</sub>	<b>3659</b>	<b>12,4</b>	<b>45238,43</b>					<b>2504</b>		<b>689,5</b>		<b>335,5</b>	<b>92,4</b>		
Ю-IV-2-3	Н	C <sub>2</sub>	253	3	821	0,15	0,60	0,746	0,785	43	0,174	7,5	134	5,8	1,0
	ВН	C <sub>2</sub>	762	1	761	0,15	0,60	0,746	0,785	40	0,174	6,9	134	5,4	0,9
	<b>Итого</b>	C <sub>2</sub>	<b>1015</b>	<b>1,6</b>	<b>1582</b>					<b>83</b>		<b>14,4</b>		<b>11,2</b>	<b>1,9</b>
<b>Итого по месторождению</b>		C <sub>1</sub>								<b>4517</b>		<b>1198,2</b>		<b>847,5</b>	<b>225,6</b>
		C <sub>2</sub>								<b>413</b>		<b>36,5</b>		<b>64,6</b>	<b>4,7</b>
		C <sub>1+C2</sub>								<b>4930</b>		<b>1235</b>		<b>912,1</b>	<b>230,3</b>

Таблица 2 – Сводная таблица запасов газа газовой шапки месторождения Караколь по состоянию на 01.08.2025 г.

Горизонт	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициент открытой пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля- Мариотта		Поправка на температуру, д. ед.	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Геологические запасы, млн. м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения газа	Извлекаемые запасы, млн. м <sup>3</sup>
								начальное	конечное	начальное	конечное					
Ю-III	ГН	C1	877	24	21195	0,224	0,739	16,0	0,1	1,22	1	0,92	9,70	604,3	0,9	544
Ю-IV-2	ГН	C1	403	4	1521	0,150	0,500	16,0	0,1	1,22	1	0,92	9,70	19,7	0,9	18
<b>Всего</b>		<b>C1</b>	<b>1280</b>		<b>22716</b>									<b>624</b>		<b>562</b>

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

#### 3.1 Анализ гидродинамических исследований скважин и энергетическое состояние залежей месторождения

По состоянию на 01.01.2026 г. были проведены 23 гидродинамических исследований, из них:

*17 ГДИС в четырех скважинах (К-1, К-2, К-6, КМ-7) провели за время испытания и пробной эксплуатации:*

- в скважине К-1 провели 2 исследования методом МУО и 2 исследования методом КВД – на Ю-III горизонте;
- в скважине К-2 провели 1 исследования методом МУО и 1 исследования методом КВД – на Ю-III горизонте;
- в скважине К-6 провели 1 исследование методом МУО и 2 исследования методом КВД – на Ю-IV-2-2 горизонте;
- в скважине КМ-7 провели 4 исследования методом МУО и 4 исследования методом КВД – на Ю-III, Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2 горизонтах.

*6 ГДИС в скважинах К-3, К-4, К-5 и К-8 в рамках промышленной разработки:*

- в скважине К-3 провели 1 исследование методом МУО и 1 исследование методом КВД – на Ю-III горизонте;
- в скважине К-5 провели 1 исследование методом МУО и 1 исследование методом КВД – на Ю-III горизонте.
- В скважине К-4 провели исследование методом МУО и 1 исследование методом КВД – на Ю- IV-2-2 горизонте.
- В скважине К-8 провели исследование методом МУО и 1 исследование методом КВД – на Ю- IV-2-2 горизонте.

Результаты исследований методами регистрации кривых восстановления давления (КВД), приведены в таблице 3.9, методом установившихся отборов (МУО) – в таблице 3.10.

#### **Горизонт Ю-III**

В скважине КМ-7 в мае 2018 г. проведены гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации 1518,0-1522,0 м. Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 15,7 МПа. Коэффициент продуктивности 2,6-5,7 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В скважине К-1 в июле 2021 г. проведены гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации 1520,2-1525,2 и 1813,0-1845,0 м. Значение пластового

давления, полученное при исследовании, составило 11,4 МПа. Коэффициент продуктивности 2,9-5,5 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В скважине К-1 в 30.07-09.08.2021 г. проведены гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации 1520,2-1539,0 м. Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 15,7 МПа. Коэффициент продуктивности 3,1-3,2 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

По результатам обработки (МУО + КВД) полученные фильтрационные и продуктивные характеристики горизонта Ю-III изменяются в пределах: гидропроводность 0,1-39,2 мкм<sup>2</sup>\*см/[МПа\*с]; проницаемость – 0,001-0,052 мкм<sup>2</sup>; пьезопроводность – 190,8-6391,7 см<sup>2</sup>/с.

В период с 08-26.07.2022 г. в скважине К-2 провели гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации 1521,5-1530,0 м.

Скважина работала на 3-х режимах после чего была остановлена для восстановления давления и регистрации КВД (12 суток). По результатам обработки КВД были получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 6,01 мкм<sup>2</sup>\*см/[МПа\*с]; проницаемость – 0,495 мД; пьезопроводность – 1270 см<sup>2</sup>/с; коэффициент продуктивности – 25,6 м<sup>3</sup>/[сут\*МПа]. Скин-фактор – положительный (33,1), что свидетельствует о некачественном вскрытии продуктивного пласта либо кольматации околоствольной части коллектора относительно пласта в результате эксплуатации залежи.

В скважине К-3 в период 27.07-01.08.2024 г. проведены гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации (1526,5-1530,5 м). Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 14,5 МПа. Коэффициент продуктивности 0,25-1,64 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

По результатам обработки (МУО + КВД) полученные фильтрационные и продуктивные характеристики горизонта Ю-III составили: гидропроводность 8,61 мкм<sup>2</sup>\*см/[МПа\*с]; проницаемость – 0,029 мкм<sup>2</sup>; пьезопроводность – 1120 см<sup>2</sup>/с.

В скважине К-5 в период 23.02-01.03.2025 г. проведены гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации (1516-1520, 1521-1523 м). Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 14,7 МПа. Коэффициент продуктивности 10,63-15,27 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

По результатам обработки (МУО + КВД) полученные фильтрационные и продуктивные характеристики горизонта Ю-III составили: гидропроводность 15,369 мкм<sup>2</sup>\*см/[МПа\*с]; проницаемость – 3,85 мкм<sup>2</sup>; пьезопроводность – 3856 см<sup>2</sup>/с.

### **Горизонт Ю-IV-2-1**

В скважине КМ-7 в 23.04-02.05.2018 г. проведены гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации (1772,0-1777,0 м). Значение пластового давления, полученного при исследовании, составило 18,2 МПа. Коэффициент продуктивности 0,7-1,5 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

По результатам обработки (МУО + КВД) получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность 2,8 мкм<sup>2</sup>\*см/[мПа\*с]; проницаемость – 0,003 мкм<sup>2</sup>; пьезопроводность – 212 см<sup>2</sup>/с.

Скин-фактор – положительный 48,3, что свидетельствует о некачественном вскрытии продуктивного пласта либо кольматации околоствольной части коллектора относительно пласта в результате эксплуатации залежи.

### **Горизонт Ю-IV-2-2**

В скважине КМ-7 в марте 2018 г. проведены гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации (1888,0-1894,0 м). Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 17,9 МПа. Коэффициент продуктивности 2,7-2,9 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В скважине КМ-7 в апреле 2018 г. проведены гидродинамические исследования (МУО + КВД) в интервалах перфорации (1832,0-1849,0 м). Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 17,7 МПа. Коэффициент продуктивности 12-15,2 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В скважине К-6 в марте 2020 г. проведены гидродинамические исследования МУО в интервалах перфорации (1832,0-1849,0 м). Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 17,7 МПа. Коэффициент продуктивности 1,1-1,5 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

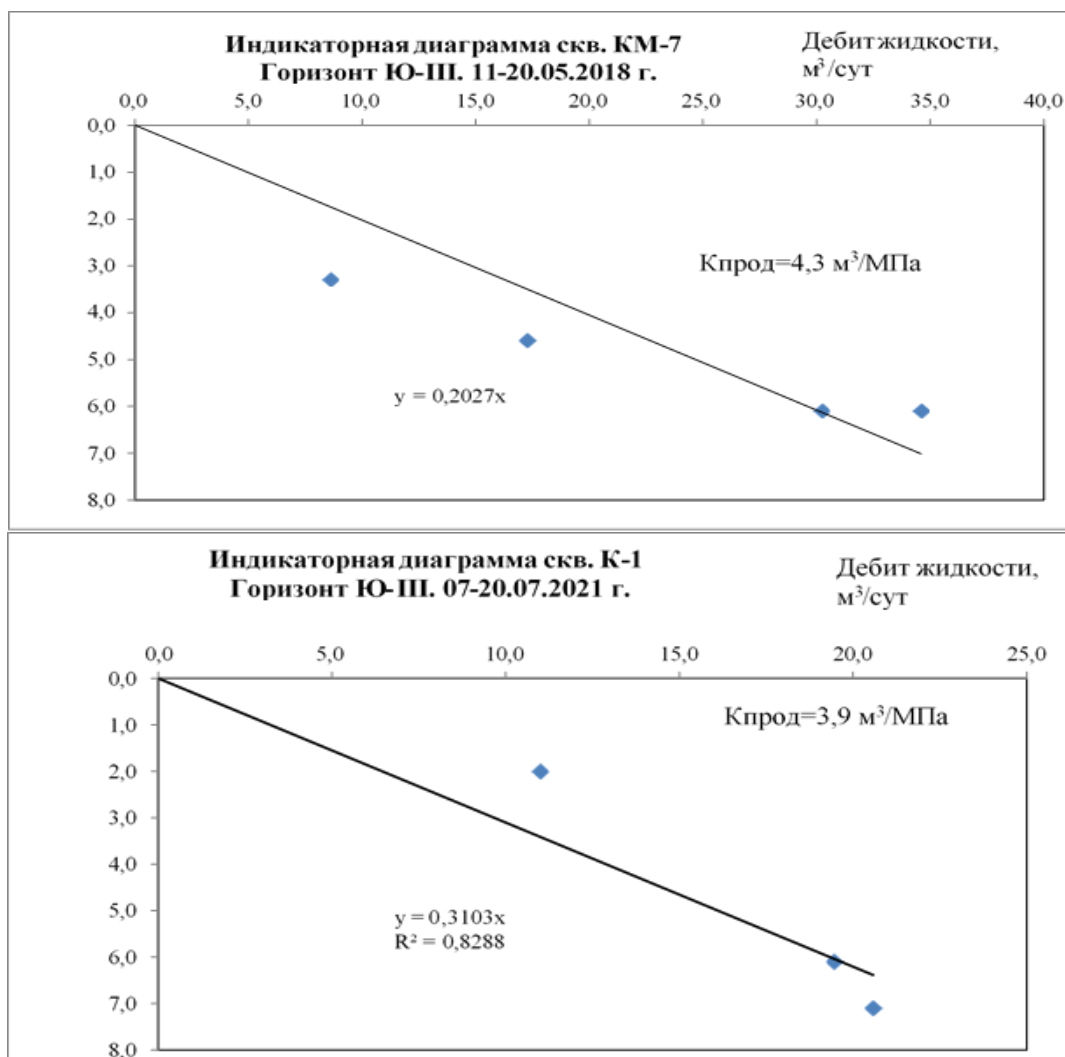
В скважине К-6 в январе и октябре 2020 г. проведены гидродинамические исследования КВД в интервалах перфорации (1897,0-1902,0 и 1850,5-1864,0 м). Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 18,5 и 7,1 МПа.

В скважине К-4 в период 05-10.05.2025 гг. проведены гидродинамические исследования (КВД+МУО) в интервалах перфорации 1774,0-1785,0 м. Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 12,0 и 6,4 МПа. Коэффициент продуктивности 0,5-0,7 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В скважине К-8 в период 28.12.2025-02.01.2026 гг. проведены гидродинамические исследования (КВД+МУО) в интервалах перфорации 1837,0-1839,0 и 1842,0-1846,0 м. Значение пластового давления, полученное при исследовании, составило 13,0 и 5,5 МПа. Коэффициент продуктивности 3,1-3,6 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

По результатам обработки (МУО + КВД) полученные фильтрационные и продуктивные характеристики Горизонта Ю-IV-2-2 изменяются в пределах: гидропроводность 0,6-22,3 мкм<sup>2</sup>\*см/[МПа\*с]; проницаемость – 0,006-0,037 мкм<sup>2</sup>; пьезопроводность – 85-958 см<sup>2</sup>/с.

По результатам проведенных исследований для определения коэффициентов продуктивности были построены индикаторные диаграммы (рис. 3.1-3.4).



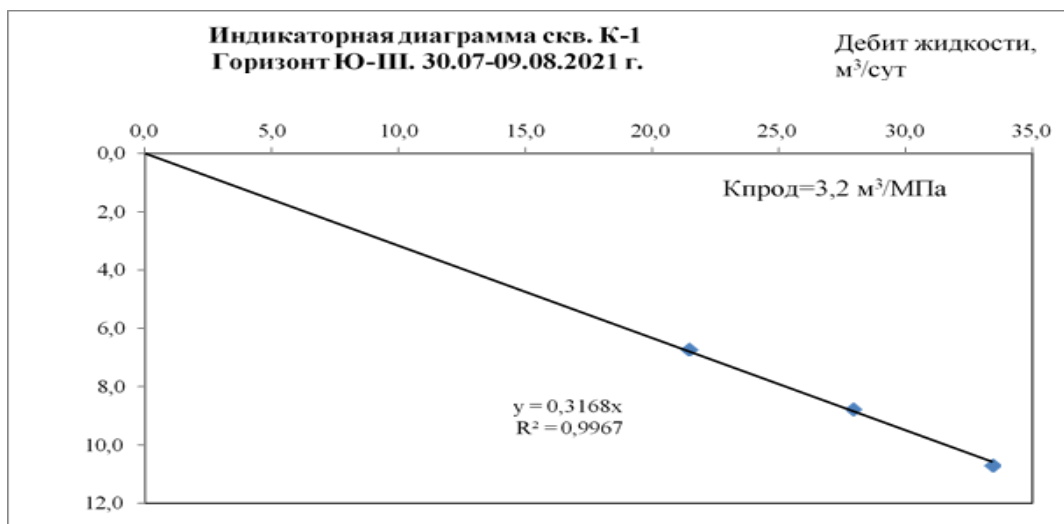


Рисунок 3.1 – Горизонт Ю-III. Индикаторные диаграммы скважин К-1 и КМ-7

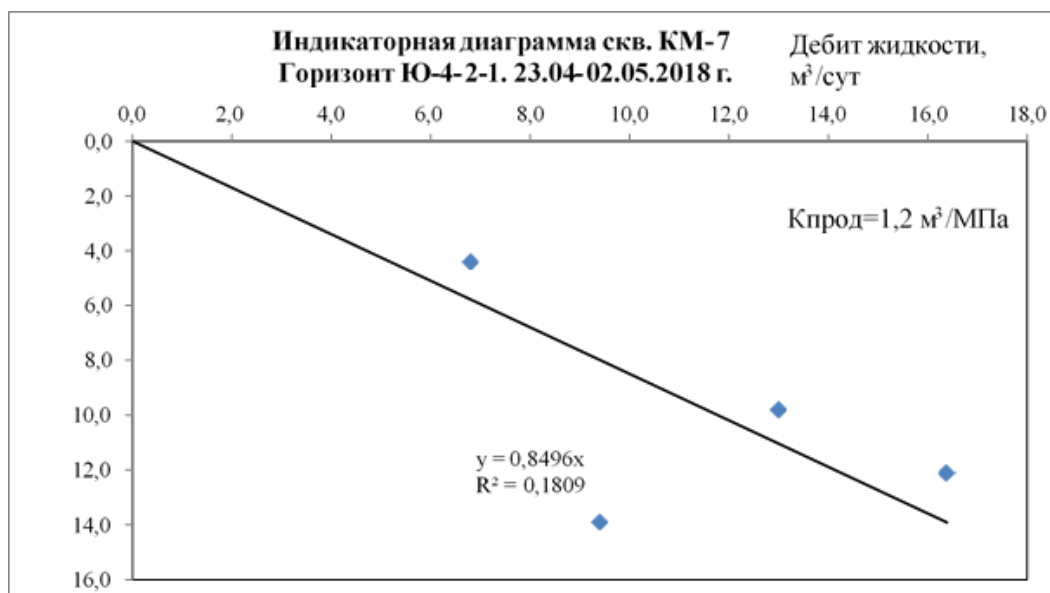
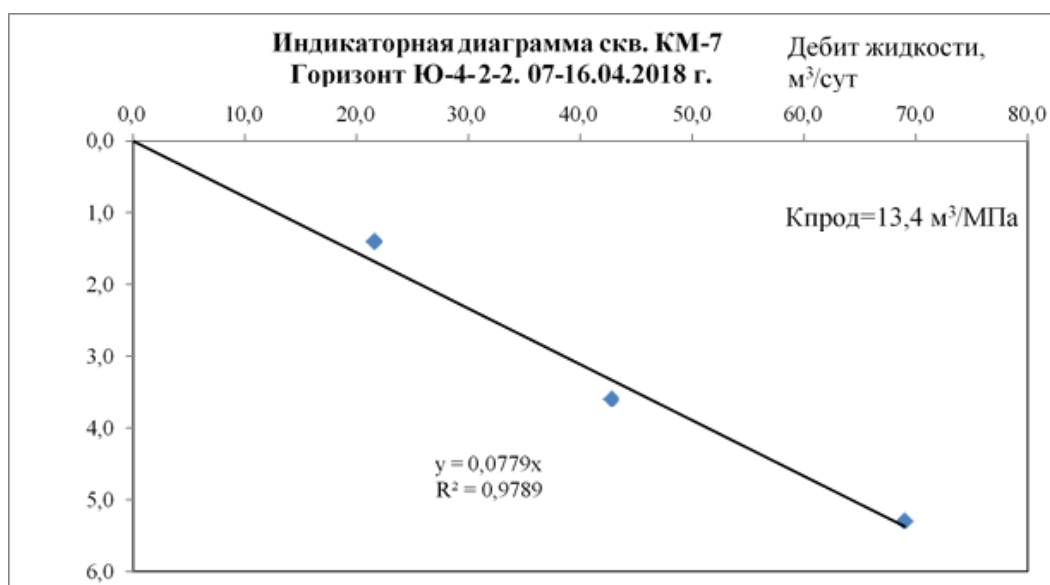


Рисунок 3.2 – Горизонт Ю-4-2-1. Индикаторная диаграмма скважины КМ-7



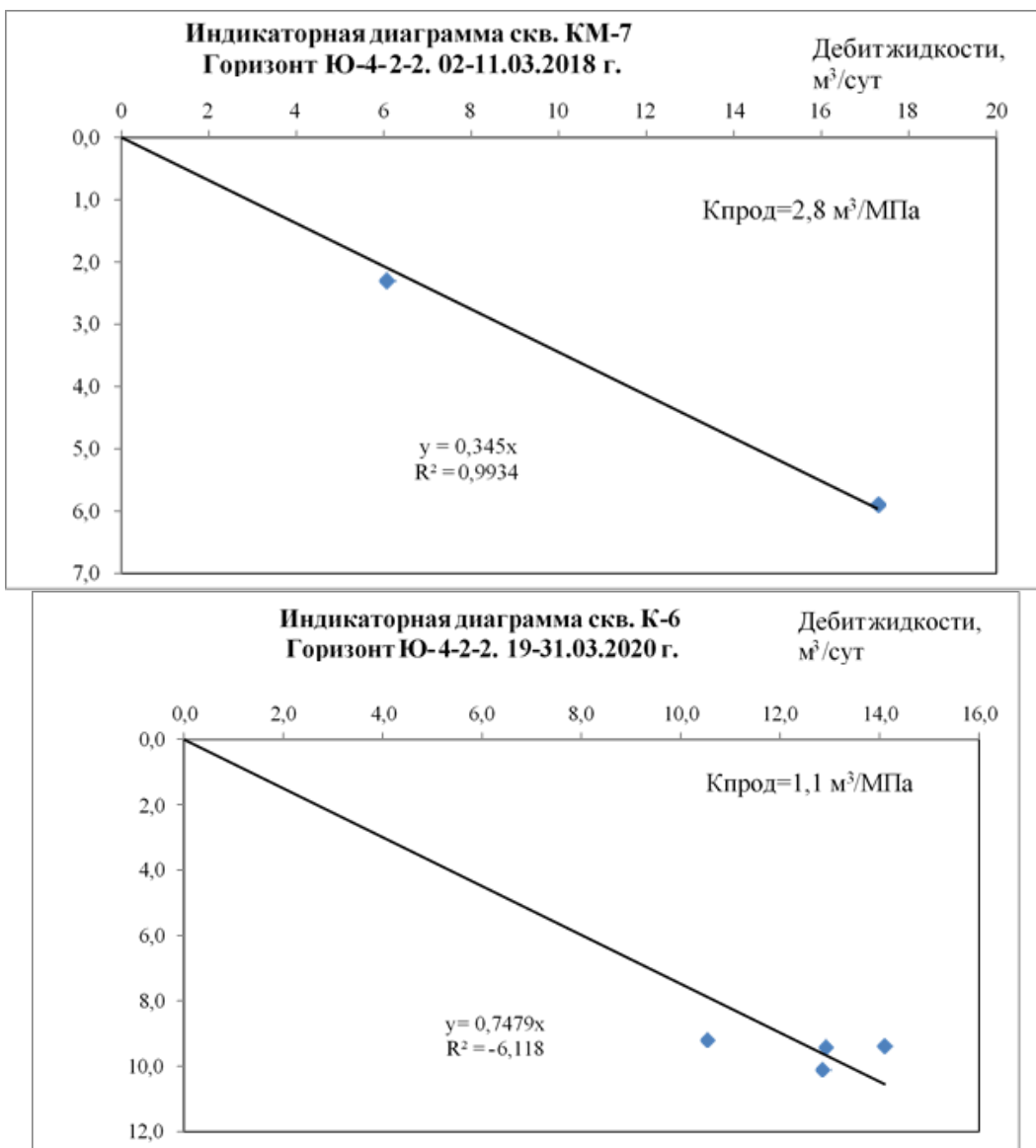
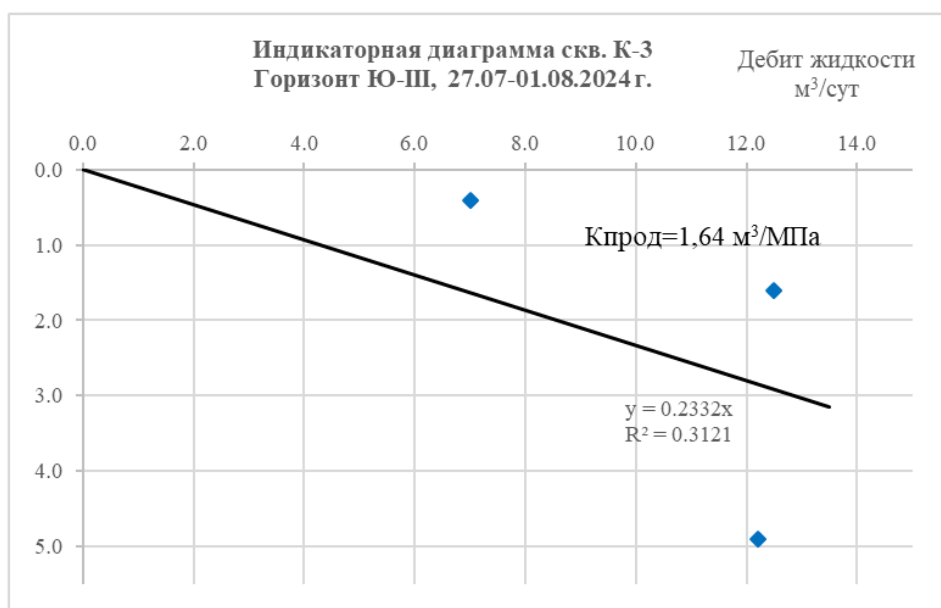


Рисунок 3.3– Горизонт Ю-IV-2-2. Индикаторные диаграммы скважин К-6 и КМ-7



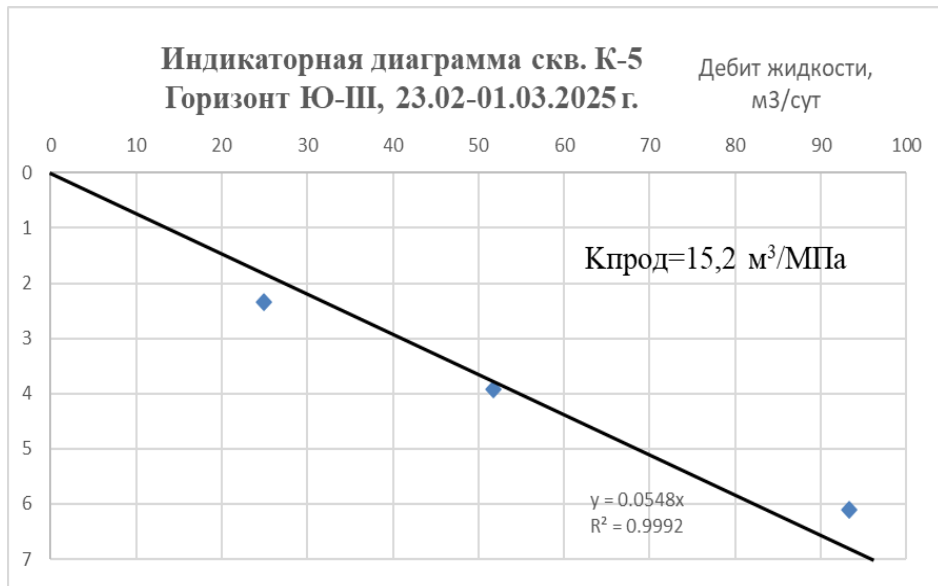


Рисунок 3.4 – Горизонт Ю-III. Индикаторные диаграммы скважин К-3 и К-5

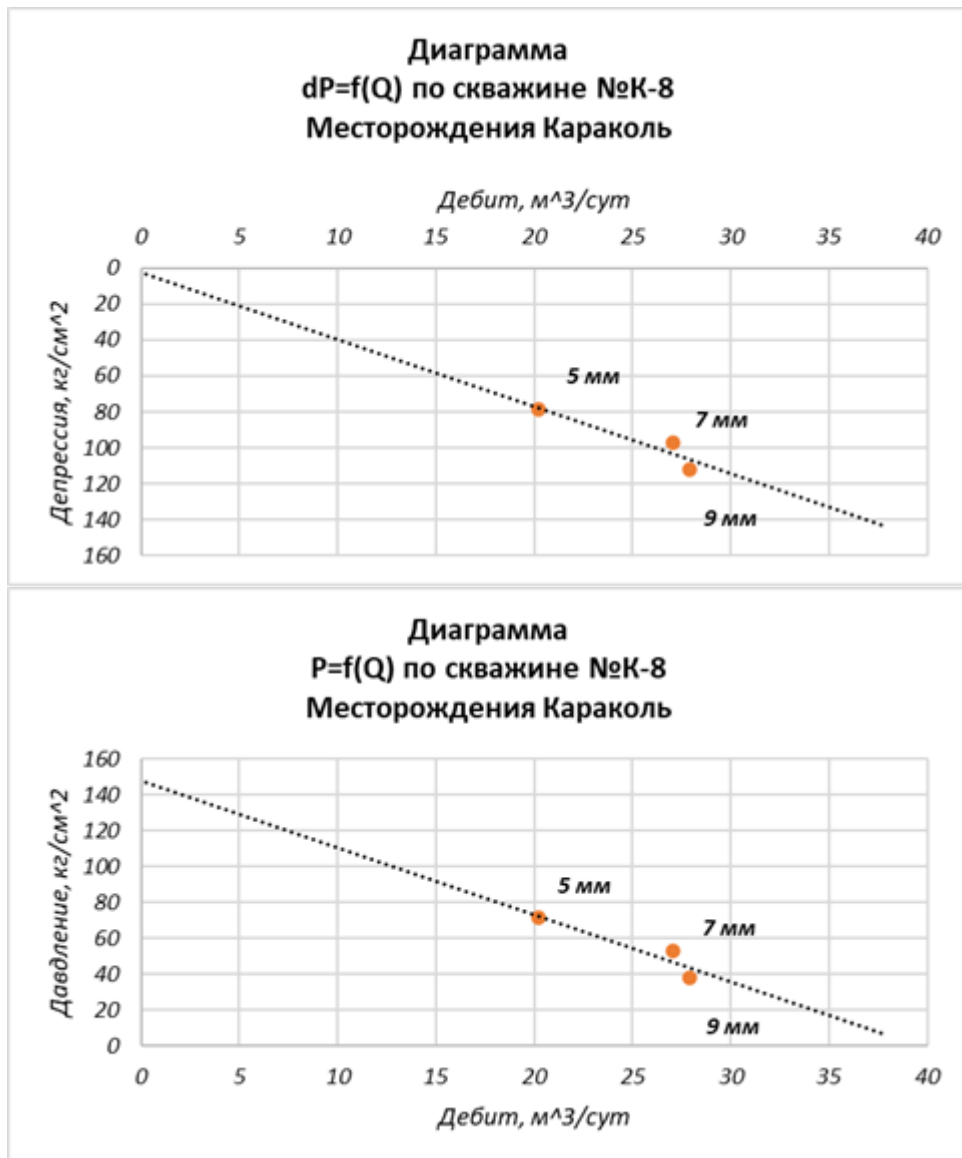


Рисунок 3.5 – Горизонт Ю-IV-2-2. Индикаторные диаграммы скважины К-8

Таблица 3.9 - Месторождение Караколь. Результаты гидродинамических исследований методом регистрации КВД

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Глубина установки и манометра, м	Пластовое		Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *см / [мПа*с]	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	Скин - фактор	Радиус информации исследования, м	Кэфф-нт продуктивности, м <sup>3</sup> /[сут*МПа]
							давление, МПа	температура, оС						
КМ-7	Ю-IV-2-2	1888,0-1894,0	02-11.03.2018	2328	73/1179	1888	17,9	70,1	4,0	0,006	85,0	-4,3	99	2,7
КМ-7	Ю-IV-2-1	1772,0-1777,0	23.04-02.05.2018	1801,8	73/1752	1772	18,2	61,8	2,8	0,003	212,0	48,3	253	1,4
КМ-7	Ю-IV-2-2	1832,0-1849,0	07-16.04.2018	-	73/1806	1832	17,7	66,3	22,3	0,028	264,0	-4,2	138	13
КМ-7	Ю-III	1518,0-1522,0	11-20.05.2018	1691,5	73/1511	1518	15,7	56,1	17,8	0,052	1028,0	0,02	217	9,6
К-6	Ю-IV-2-2	1897,0-1902,0	16-18.01.2020	1933	73/1878	1897	18,5	65,8	0,7	0,008	958,0	28,3	239	0,4
К-6	Ю-IV-2-2	1850,5-1864,0	14-28.10.2020	-	73/1864	1810	7,1	69,22	4,1	0,037	764,5	-3,41	108	1,81
К-1	Ю-III	1520,2-1525,2 1813,0-1845,0	07-20.07.2021	-	73/1845	1515	11,4	53,7	39,2	0,001	6391,7	1,98	108	-
К-1	Ю-III	1520,2-1539,0	30.07-09.08.2021	-	73/1520	1515	15,7	54,3	0,1	0,002	190,8	-4,98	157,5	0,312
К-2	Ю-III	1521,5-1530,0	08-26.07.2022	1997,3	73/1503,9	1521	13,8	56,3	6,01	0,495	1270	33,1	260	25,6
К-3	Ю-III	1526,5-1530,5	27.07-01.08.2024	1938	73/1530	1525	14,5	56,7	8,61	0,029	1120	7,47	77,7	1,64
К-5	Ю-III	1516-1520 1521-1523	23.02-01.03.2025	1886	73/1520	1515	14,7	57,1	15,37	3,95	3856	17,7	339	15,2
К-4	Ю-IV-2-2	1774,0-1785,0	05-10.05.2025	1944	73/1774	1774	12,0	58,5	8,0	5,25	150	-1,44	98,4	0,58
К-8	Ю-IV-2-2	1837-1839 1843-1846	28.12.2025-02.01.2026	1875	73/1822	1836	13,0	71,2	0,61	0,0075	506,7	-2,22	167	3,4

Таблица 3.10 - Месторождение Караколь. Результаты гидродинамических исследований МУО

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искусственный забой, м	Глубина спуска НКТ, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия, МПа	Дебит, м³/сут			Коэффициент продуктивности м³/[сут*МПа]	Температура, °С				
							Рпл	Рз		нефти	воды	газа						
КМ-7	Ю-IV-2-2	1888,0-1894,0	02.03.2018-11.03.2018	2328	73/1179	7	17,9	12,0	5,9	17,3	-	-	2,9	70				
						3		15,6					2,3		6,1	-	-	2,7
						5		Приток не стабилизировался										
КМ-7	Ю-IV-2-2	1832,0-1849,0	07.04.2018-16.04.2018	-	73/1806	7	17,7	12,4	5,3	69,1	-	-	13,1	66,7				
						3		16,3					1,4		21,6	-	-	15,2
						5		14,1					3,6		42,7	-	-	12,0
КМ-7	Ю-IV-2-1	1772,0-1777,0	23.04.2018-02.05.2018	1801,8	73/1752	7	18,2	6,0	12,1	16,4	-	4870,0	1,3	61,8				
						3		13,8					4,4		6,8	-	1988,0	1,5
						5		8,3					9,8		13,0	-	3819,0	1,3
						7		4,3					13,9		9,4	-	2709,0	0,7
КМ-7	Ю-III	1518,0-1522,0	11.05.2018-20.05.2018	1691,5	73/1511	7	15,7	12,0	6,1	34,6	-	-	5,7	52,8				
						3		14,8					3,3		8,6	-	-	2,6
						5		13,6					4,6		17,3	-	-	3,8
						7		12,0					6,1		30,2	-	-	4,9
К-6	Ю-IV-2-2	1850,5-1864,0	19-31.03.2020	1933	73/1825,73	9	17,5	8,1	9,4	14,1	-	-	1,5	69,1				
						7		8,3					9,2		10,6	-	-	1,1
						16		7,4					10,1		12,9	-	-	1,3
						5		Приток не стабилизировался										
						11		8,0					9,4		12,9	-	-	1,4
К-1	Ю-III	1520,2-1525,2 1813,0-1845,0	07-20.07.2021	-	73/1515	7	11,4	9,4	2,0	11,0	-	-	5,5	53,7				
						9		5,3					6,1		19,5	-	-	3,2
						11		4,3					7,1		20,6	-	-	2,9
К-1	Ю-III	1520,2-1539,0	30.07-09.08.2021	-	73/1515	5	15,7	8,9	6,7	21,5	-	-	3,2	54,3				
						7		6,9					8,8		28,0	-	-	3,2
						9		5,0					10,7		33,4	-	-	3,1
К-2	Ю-III	1521,5-1530,0	08-26.07.2022	1997,27	73/1503,9	6,5	13,8	12,0	1,8	57,6	-	7353,6	31,5	56,9				
						5		12,7					1,1		28,8	-	7096,8	25,5
						3		13,2					0,6		9,6	-	5476,8	15,2
К-3	Ю-III	1526,5-1530,5	27.07-01.08.2024	1938	73/1530	5	14,5	9,6	4,9	12,2	-	-	0,25	57,1				
						7		12,9					1,6		12,5	-	-	0,75
						9		14,1					0,4		7	-	-	1,64
К-5	Ю-III	1516-1520 1521-1523	23.02-01.03.2025	1886	73/1520	5	14,7	14,5	0,2	25,0	-	-	10,63	57,1				
						7		14,3					0,4		51,8	-	-	13,21
						9		14,1					0,6		93,3	-	-	15,27
К-4	Ю-IV-2-2	1774,0-1785,0	05-10.05.2025	1944	73/1774	11	12,0	4,6	7,4	5,1	-	-	0,69	59,0				
						9		6,1					5,9		3,5	-	-	0,59
						7		8,4					3,6		1,7	-	-	0,48
К-8	Ю-IV-2-2	1837-1839 1843-1846	28.12.2025-02.01.2026	1875	73/1822	7	13,0	5,4	7,6	27,05	-	-	3,6	71,2				
						5		7,3					5,7		20,24	-	-	3,5
						9		3,9					9,1		27,89	-	-	3,0

### **Характеристика энергетического состояния залежей месторождения Караколь**

На 01.01.2026 г. разработка месторождения Караколь осуществляется на режиме истощения пластовой энергии.

Начальное пластовое давление по горизонтам составляет: по Ю-III – 16,0 МПа, по Ю-IV-2-1 – 17,9 МПа, по Ю-IV-2-2 – 18,5 МПа.

В таблице 3.11 и на рисунке 3.5-3.7 приведены все имеющиеся результаты определения пластового давления с 2018 по 01.01.2026 гг. в 8-и скважинах (К-1, К-2, К-3, К-4, К-5, К-6, КМ-7 и К-8).

**Таблица 3.11 – Месторождение Караколь. Данные пластовых давлений за период 2018-01.08.2025 гг.**

№ скважины	Вид замера	Глубина замера, м	Пластовое давление, МПа	Дата исследования
<b>Горизонт Ю-III</b>				
КМ-7	МУО+КВД	1518	15,7	11-20.05.2018
К-1*	МУО+КВД	1515	11,4	07-20.07.2021
К-1	МУО+КВД	1515	15,7	30.07-09.08.2021
К-2	МУО+КВД	1521	13,8	08-26.07.2022
К-3	МУО+КВД	1525	14,5	27.07-01.08.2024
К-5	МУО+КВД	1515	14,7	23.02-01.03.2025
<b>Горизонт Ю-IV-2-1</b>				
КМ-7	МУО+КВД	1772	18,2	23.04.2018-02.05.2018
<b>Горизонт Ю-IV-2-2</b>				
КМ-7	МУО+КВД	1888	17,9	02-11.03.2018
КМ-7	МУО+КВД	1832	17,7	07-16.04.2018
К-6	МУО	1850	17,5	19-31.03.2020
К-6	КВД	1897	18,5	16-18.01.2020
К-6*	КВД	1810	7,1	14-28.10.2020
К-4*	МУО+КВД	1744	12,0	05-10.05.2025
К-8*	МУО+КВД	1836	13,0	28.12.2025-02.01.2026
<b>*-Исследование вызывает сомнение, поскольку пластовое давление недовосстановилось</b>				

По горизонту Ю-III последний замер пластового давления был проведен в феврале 2025 г. во время исследования МУО+КВД в скважине К-5, его значение составило 14,7 МПа, что меньше начального на 1,3 МПа.

По горизонту Ю-IV-2-1 последний замер пластового давления был проведен в мае 2018 г. во время исследования МУО+КВД в скважине КМ-7, его значение составило 18,2 МПа, что практически соответствует начальному принятому.

По горизонту Ю-IV-2-2 последний замер пластового давления был проведен в декабре 2025 г. во время исследования КВД в скважине К-8, его значение составило 13,0 МПа, что вызывает сомнение, вероятно, оно недовосстановлено. По результатам предыдущего имеющегося замера пластового давления, проведенного в марте 2020 г. во время исследования МУО в скважине К-6, его значение составило 18,5 МПа, что соответствовало начальному принятому.

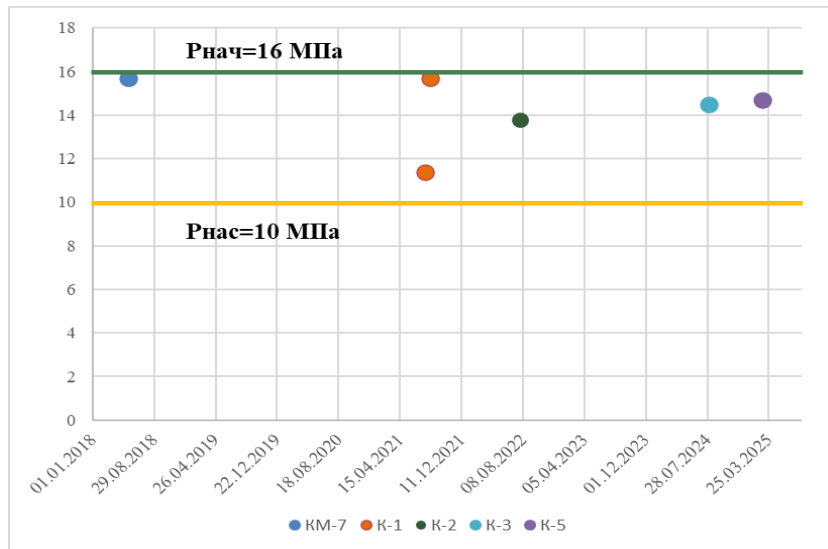


Рисунок 3.5 – Месторождение Караколь. I объект (горизонт Ю-III). Пластовое давление по скважинам за период 2018-2025 гг.

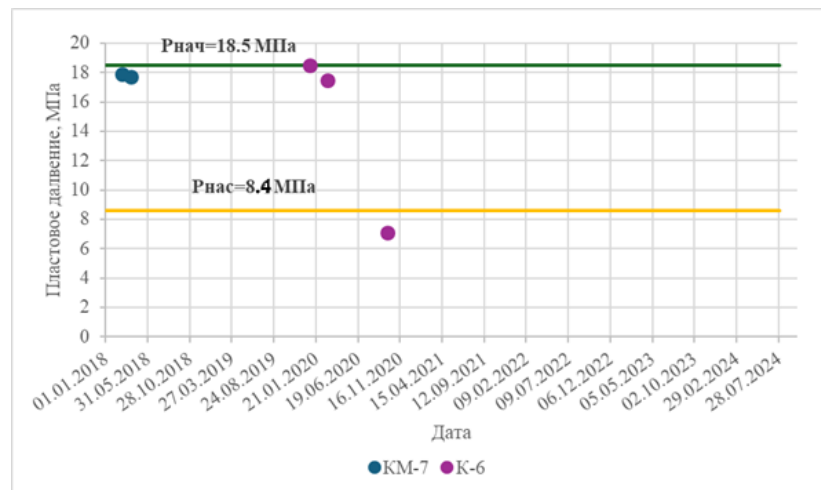


Рисунок 3.6 – Месторождение Караколь. II объект (горизонт Ю-IV-2-2). Пластовое давление по скважинам за период 2018-2025 гг.

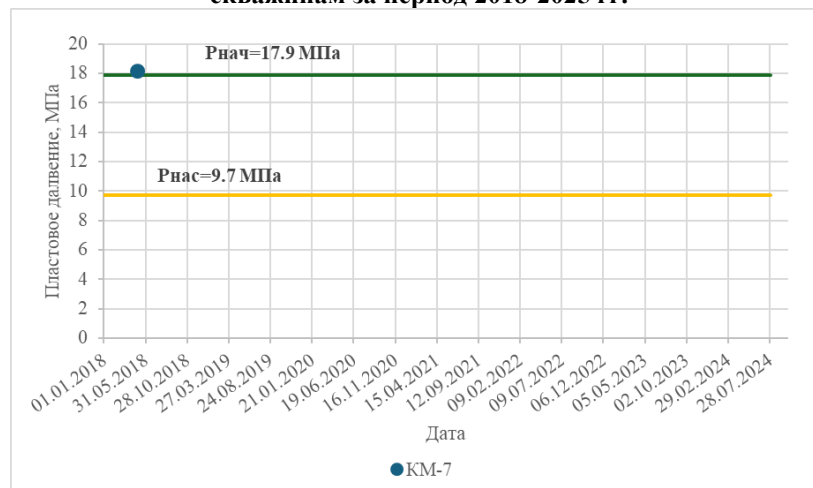


Рисунок 3.7 – Месторождение Караколь. III объект (горизонт Ю-IV-2-1). Пластовое давление по скважинам за период 2018-2025 гг.

### ***3.2 Анализ текущего состояния разработки***

В промышленную разработку месторождение должно было вестись в 2023 г., согласно «Проекту разработки...», однако, в связи с длительным получением разрешительных документов и отсутствием «Проекта обустройства месторождения...» фактически месторождение в промышленную разработку ввелось в апреле 2024 г, согласно принятому к реализации II варианту проекта.

В рамках проекта были выделены 3 объекта разработки:

- I – основной объект (продуктивный горизонт Ю-III);
- II – основной объект (продуктивный горизонт Ю-IV-2-2);
- III – возвратный объект (продуктивный горизонт Ю-IV-2-1) (вводится в разработку в 2041 г.).

В 2024 году выполнен «Анализ разработки...» по состоянию на 01.10.2024 г., в рамках которого уточнены прогнозные технологические показатели на 2024-2026 гг.

#### ***Характеристика фонда скважин***

В период с 15.07.2019 г. по 14.07.2022 г. месторождение Караколь находилось в пробной эксплуатации, согласно Проекту ПЭ и Дополнениям №1 и №2 к ППЭ. В этот период месторождение эксплуатировалось 4-мя добывающими скважинами (К-1, К-2, К-6, КМ-7). В пробной эксплуатации находились 2 объекта:

- I объект (продуктивный горизонт Ю-III) – скважина К-2;
- II объект (продуктивный горизонт Ю-IV-2-2) – 3 скважины (К-1, К-6, КМ-7).

Данные скважины были остановлены 15.07.2022 г. в связи с окончанием периода пробной эксплуатации (скважина К-6 была остановлена ранее – 24.01.2022 г. по причине высокого газового фактора).

В промышленную разработку месторождение должно было вестись в 2023 г., согласно «Проекту разработки...», однако, в связи с длительным получением разрешительных документов и отсутствием «Проекта обустройства месторождения...» фактически месторождение в промышленную разработку ввелось в апреле 2024 г.

Согласно принятому к реализации II варианту, разработка залежей предлагается на режиме истощения залежи.

В проектном документе выделено 3 объекта:

- I – основной объект (продуктивный горизонт Ю-III);
- II – основной объект (продуктивный горизонт Ю-IV-2-2);
- III – возвратный объект (продуктивный горизонт Ю-IV-2-1) (согласно действующему проектному документу, вводится в разработку в 2041 г.).

В 2024 году выполнен «Анализ разработки...» по состоянию на 01.10.2024г. (Протокол ЦКРР РК №58/8 от 19 декабря 2024 года), в рамках которого были уточнены прогнозные показатели по II варианту разработки на период 2024-2026 гг.

По состоянию на 01.01.2026 г. пробуренный фонд составил 9 ед.

Эксплуатационный фонд действующих скважин – 6 ед., в том числе две скважины в простое (К-3, К-4).

Скважины К-2, К-5, которые эксплуатируются фонтанным способом на продуктивном горизонте Ю-III.

Скважины К-2, К-5, которые эксплуатируются фонтанным способом на продуктивном горизонте Ю-IV-2-2.

В наблюдательном фонде числятся 3 скважины (К-1, К-6 и КМ-7).

В таблице 3.1 представлена характеристика фонда пробуренных скважин.

**Таблица 3.1 – Месторождение Караколь. Характеристика фонда скважин на 01.08.2025 г.**

№№ п/п	Наименование	Горизонт		В целом по месторождению
		Ю-III	Ю-IV-2-2	
<b>1</b>	<b>В эксплуатационном фонде</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	в том числе:	-	-	-
<b>3</b>	Действующий фонд	2 (К-2, К-5)	2 (К-8, К-10)	<b>4</b>
<b>4</b>	В простое действующего фонда	1 (К-3)	1 (К-4)	<b>2</b>
<b>5</b>	Бездействующий фонд	-	-	-
<b>6</b>	<b>В наблюдательном фонде</b>	-	3 (К-1, К-6, КМ-7)	<b>3</b>
<b>7</b>	<b>Всего</b>			<b>9</b>

**Скважина КМ-7.** Пробная эксплуатация фактически на месторождении начата 15.07.2019 г. вводом существующей скважины КМ-7 на Ю-III продуктивный горизонт. Скважина на рассматриваемом горизонте эксплуатировалась до 21.08.2019 г. Дебит скважины по нефти в июле 2019 г. составил 15,5 т/сут, августе 2019 г. – 9,2 т/сут.

Всего из горизонта Ю-III за счет пробной эксплуатации скважиной КМ-7 было отобрано 0,5 тыс.т нефти и 0,3 млн.м<sup>3</sup> газа.

С сентября 2019 г. по декабрь 2021 г. скважина эксплуатировала Ю-IV-2-2 продуктивный горизонт. С сентября по декабрь 2021 г. дебит скважины по нефти уменьшился с 41,9 т/сут до 11,1 т/сут. Газовый фактор за анализируемый период изменялся в пределах 2,7-155,3 м<sup>3</sup>/т.

В период с 01.01.2022 г. по 14.07.2022 г. скважина работала с дебитом нефти на уровне 11 т/сут. Газовый фактор изменялся в пределах от 550,9 м<sup>3</sup>/т до 496,1 м<sup>3</sup>/т.

Всего из горизонта Ю-IV-2-2 в период пробной эксплуатации было отобрано 12,8 тыс.т нефти, 13 тыс.т жидкости и 5,9 млн.м<sup>3</sup> газа.

На дату составления отчета скважина не вводилась в промышленную разработку и числится в наблюдательном фонде.

**Скважина К-1.** Скважина была завершена бурением 19.07.2019 г. и введена в пробную эксплуатацию на Ю-IV-2-2 продуктивный горизонт 15.08.2019 г. При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 13,4 т/сут, с сентября 2019 г. по июнь 2021 г. наблюдается уменьшение дебита нефти с 23,8 т/сут до 8,1 т/сут. Газовый фактор за анализируемый период изменялся в пределах 18,8-51,9 м<sup>3</sup>/т.

С июля 2021 г. по сентябрь 2021 г. в скважине был опробован Ю-III продуктивный горизонт. За три месяца дебит скважины уменьшился с 13,3 т/сут до 9,1 т/сут, Газовый фактор за анализируемый период увеличился с 85 м<sup>3</sup>/т до 127,9 м<sup>3</sup>/т.

С октября г. 2021 г. по декабрь 2021 г. скважина эксплуатировалась на Ю-IV-2-2 продуктивном горизонте. За три месяца дебит скважины изменялся в пределах 11,3-10,4 т/сут, газовый фактор за анализируемый период увеличился с 99,4 м<sup>3</sup>/т до 115,5 м<sup>3</sup>/т.

С 01.01.2022 г. по 15.07.2022 г. скважина эксплуатировала Ю-IV-2-2 продуктивный горизонт. За семь месяцев дебит нефти изменялся с 7,3 т/сут до 15,2 т/сут. Газовый фактор за анализируемый период уменьшился с 1170,9 м<sup>3</sup>/т до 106,9 м<sup>3</sup>/т.

В период пробной эксплуатации (15.08.2019-15.07.2022 гг.) из горизонта Ю-III было отобрано 0,8 тыс.т нефти, 0,9 тыс.т жидкости и 0,8 млн.м<sup>3</sup> газа, из горизонта Ю-IV-2-2– 12,5 тыс.т нефти, 12,9 тыс.т жидкости и 5,2 млн.м<sup>3</sup> газа.

По состоянию на 01.01.2026 г. скважина не вводилась в промышленную разработку и числится в наблюдательном фонде.

**Скважина К-2.** Скважина была завершена бурением 24.07.2019 г. и введена в пробную эксплуатацию 24.08.2019 г. на продуктивный горизонт Ю-III. При вводе в эксплуатацию дебит нефти составил 29,8 т/сут, с сентября 2019 г. по декабрь 2021 г. наблюдается увеличение дебита нефти с 27,9 т/сут до 42,8 т/сут. Газовый фактор в анализируемый период изменялся в пределах 17,4-31 м<sup>3</sup>/т. С 01.01.2022 г. по 15.07.2022 г. наблюдается снижение дебита с 42,1 т/сут до 38,8 т/сут. Газовый фактор изменялся в пределах 231,1 – 276,6 м<sup>3</sup>/т.

Всего в период пробной эксплуатации (24.08.2019-15.07.2022 гг.) из скважины К-2 отобрали 45,6 тыс.т нефти и 10 млн.м<sup>3</sup> газа.

Промышленная добыча скважины началась 4 апреля 2024 г. При вводе в промышленную добычу дебит нефти составил 41,2 т/сут, при газовом факторе 171,5 м<sup>3</sup>/т

**Скважина К-6.** Скважина была завершена бурением 02.10.2019 г. и 28.10.2020 г. введена в пробную эксплуатацию на продуктивный горизонт Ю-IV-2-2. При вводе в

эксплуатацию дебит нефти составил 4,4 т/сут, с ноября 2020 г. по январь 2021 г. дебит нефти уменьшился с 7,1 до 1,2 т/сут. Газовый фактор за анализируемый период увеличился с 59,4 м<sup>3</sup>/т до 649,4 м<sup>3</sup>/т.

В январе 2022 г. скважина эксплуатировала продуктивный горизонт Ю-IV-2-2 24 дня, после чего была остановлена. За 24 дня эксплуатации средний дебит нефти составил 2,1 т/сут.

Всего в период пробной эксплуатации (28.10.2020-15.07.2022 гг.) из скважины К-6 отобрали 1,1 тыс.т нефти, 1,3 тыс.т жидкости и 1,2 млн.м<sup>3</sup> газа.

На 01.01.2026 г. скважина не вводилась в промышленную разработку и числится в наблюдательном фонде.

**Скважина К-3.** Скважина была завершена бурением 07.07.2024 г. и введена в эксплуатацию на продуктивный горизонт Ю-III 24.07.2024 г. При вводе в эксплуатацию дебит нефти составил 42,9 т/сут.

Скважина работала периодически ввиду высокого газового фактора, выполнялись изоляционные работы для предотвращения прорыва газа из газовой шапки.

На дату составления проекта скважина находится в простое, в ожидании КРС для изоляционных работ.

**Скважина К-4.** Скважина была завершена бурением 19.09.2024 г. и введена в эксплуатацию на продуктивный горизонт Ю-III 11.12.2024 г. При вводе в эксплуатацию дебит нефти составил 1 т/сут.

Скважина работала периодически до января 2025 года с дебитами нефти в диапазоне с 1 до 20.9 т/сут. Ввиду высокого газового фактора выполнялись изоляционные работы для предотвращения прорыва газа из газовой шапки.

Изоляционные работы не дали результата, тем самым скважина проставивала до 25.04.2025г., когда скважина была переведена на II объект. Стартовый дебит нефти составил 52.6 т/сут. К 07.05.2025 г. скважина была остановлена при дебите 1.3 т/сут, средний газовый фактор составил 340 м<sup>3</sup>/т. Скважина вскрыла газовую шапку, неучтенную в предыдущем подсчете запасов 2022 года.

В мае-июне 2025 г. скважина периодически работала, также выполнялись изоляционные работы. На дату составления проекта скважина находится в простое, в ожидании КРС для перфорации нижележащих пластов горизонта Ю-IV-2-2.

**Скважина К-5.** Скважина была завершена бурением 15.11.2024 г. и введена в эксплуатацию на продуктивный горизонт Ю-III 15.02.2024 г. При вводе в эксплуатацию дебит нефти составил 60,2 т/сут.

Так же, как и в случае скважины К-2, с момента ввода скважины в эксплуатацию газовый фактор увеличивался, текущий – 481 м<sup>3</sup>/т, что свидетельствует о прорыве газа из газовой шапки.

**Скважина К-8.** Скважина была завершена бурением 11.01.2024 г. и введена в эксплуатацию на продуктивный горизонт Ю-IV-2-2 13.06.2025 г. При вводе в эксплуатацию дебит нефти составил 10,9 т/сут.

**Скважина К-10.** Скважина была завершена бурением 08.03.2025 г. и введена в эксплуатацию на продуктивный горизонт Ю- IV-2-2 20.07.2025 г. При вводе в эксплуатацию дебит нефти составил 12,1 т/сут.

Таблица 3.2 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2026 г.

Диапазон изменения обводненности, %	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут					Кол-во скв.	% фонда скважин от обводненности
	q≤5	5<q≤10	10<q≤20	20<q≤30	30<q≤40		
Безводная нефть	1 (К-10)	1 (К-8)	-	-	-	2	50
W≤5	-	-	-	1 (К-5)	-	1	25
5<W≤10	-	-	-	-	-	-	-
10<W≤20	-	-	-	-	-	-	-
20<W≤30	-	-	-	-	-	-	-
30<W≤40	-	-	-	-	-	-	-
40<W≤60	-	-	-	1 (К-2)	-	-	25
60<W≤80	-	-	-	-	-	-	-
W>80	-	-	-	-	-	-	-
Итого кол-во скважин	1	1	-	2	-	4	100
% фонд скважин от дебита нефти	25	25	-	50	-	100	

### *Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки*

В промышленную разработку месторождение ввелось в апреле 2024 г., согласно «Проекту разработки».

В 2024 году выполнен «Анализ разработки месторождения Караколь», по состоянию на 01.10.2024 г., утвержденный ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №58/8 от 19 декабря 2024 г.), проектные показатели были уточнены на 2024-2026 гг.

Как отмечалось выше, месторождение Караколь в период с 15.07.2019 по 15.07.2022 гг. находилось в пробной эксплуатации. В период ППЭ с учетом испытаний всего из месторождения было добыто 72,1 тыс.т нефти, 73,8 тыс.т жидкости и 22,5 млн.м<sup>3</sup> газа.

Итого по состоянию на 01.01.2026 г. **в целом по месторождению** добыто 98,3 тыс.т нефти, 112,9 тыс.т жидкости и 34,8 млн.м<sup>3</sup> газа. На дату составления проекта в целом по месторождению текущий КИН составляет 3% от утвержденных запасов.

### **I объект (горизонт Ю-III)**

В июле 2019 г. и августе 2019 г. вводом скважин КМ-7 и К-2 на продуктивный горизонт Ю-III началась пробная эксплуатация. Скважина КМ-7 на рассматриваемом

горизонте эксплуатировалась два месяца и была переведена нижележащий горизонт Ю-IV-2-2.

В целом по I объекту в период пробной эксплуатации накопленная добыча нефти составила 46,9 тыс.т, жидкости – 48,0 тыс.т, газа – 11,1 млн.м<sup>3</sup>. Текущий КИН – 0,034 д.ед. Отбор от утвержденных запасов – 12,1 %.

В 2023 году в связи с отсутствием разрешительных документов горизонт не разрабатывался.

Итого за 2024 год всего было добыто 10,8 тыс.т нефти, 17,6 тыс.т жидкости и 2,6 млн.м<sup>3</sup> газа. Средний газовый фактор составил 243,7 м<sup>3</sup>/т. Средний дебит скважин по нефти составил 34,4 т/сут. Коэффициент извлечения нефти достиг 0,042 д.ед. Отбор от утвержденных запасов – 14,8 %.

### II объект (горизонт Ю-IV-2-2)

В августе 2019 г. и сентябре 2019 г. на продуктивный горизонт Ю-IV-2-2 вводом скважин К-1 и КМ-7 началась пробная эксплуатация горизонта.

В целом по II объекту за период пробной эксплуатации было отобрано 25,2 тыс.т нефти, жидкости – 26 тыс.т, газа – 11,4 млн.м<sup>3</sup>. Текущий КИН составил 0,014 д.ед. Отбор от утвержденных запасов – 6,5 %.

В 2023 году горизонт не разрабатывался в связи с отсутствием разрешительных документов.

В 2024 году не разрабатывается в связи с тем, что скважины данного горизонта находились в наблюдательном фонде.

В таблицах 3.3-3.5 приведены основные технологические показатели разработки по месторождению в целом и по объектам.

**Таблица 3.3 – Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом**

№№ п/п	Показатели	Годы		
		2023	2024	2025
1	Добыча нефти всего, тыс.т	-	10,8	19,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	72,1	82,9	98,3
3	Добыча жидкости всего, тыс.т	-	17,6	28,1
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	73,8	91,4	112,9
5	Темп отбора от нач. утвержденных извл. запасов, %	-	1,4	1,6
6	Темп отбора от тек. утвержденных извл. запасов, %	-	1,5	1,8
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,022	0,026	0,030
8	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	9,2	10,7	12,3
9	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	-	2,632	3,122
10	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	22,5	25,1	28,2
11	Добыча свободного газа, млн.м <sup>3</sup>	-	-	1,600
12	Накопленная добыча свободного газа, млн.м <sup>3</sup>	-	-	1,600

13	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	-	243.7	253.8
14	Среднегодовая обводненность нефти, %	-	38.7	29.0
15	Ввод добывающих скважин:	-	2	3
16	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	2	3
17	из разведочного (оценочного) бурения	-	0	0
18	из временной консервации	-	0	0
19	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	-	3	6
20	Действ. фонд добывающих скважин на конец года, шт.	-	3	6
21	Перевод скважин в наблюдательный фонд, шт.	4	0	0
22	Среднегодовой дебит 1 скв. по нефти, т/сут	-	34.4	24.4
23	Среднегодовой дебит 1 скв. по жидкости, т/сут	-	56.1	34.3
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, д.ед.	-	1	0.83
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	-	0.7	0.7

Таблица 3.4 – Динамика основных технологических показателей разработки по I объекту

№№ п/п	Показатели	Годы		
		2023	2024	2025
1	Добыча нефти всего, тыс.т	-	10.8	11.9
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	46.9	57.7	69.6
3	Добыча жидкости всего, тыс.т	-	17.6	16.9
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	48	65.6	82.5
5	Темп отбора от нач. утвержденных извл. запасов, %	-	2.8	3.1
6	Темп отбора от тек. утвержденных извл. запасов, %	-	3.2	3.6
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0.034	0.042	0.050
8	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	12.1	14.8	17.9
9	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	-	2.632	3.059
10	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	11.1	13.7	16.8
11	Добыча свободного газа, млн.м <sup>3</sup>	-	-	1.600
12	Накопленная добыча свободного газа, млн.м <sup>3</sup>	-	-	1.600
13	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	-	243.7	257.1
14	Среднегодовая обводненность нефти, %	-	38.7	29.6
15	Ввод добывающих скважин:	-	2	1
16	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	2	1
17	из разведочного (оценочного) бурения	-	0	0
18	из других объектов	-	0	0
19	из временной консервации	-	0	0
20	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	-	3	3
21	Действ. фонд добывающих скважин на конец года, шт.	-	3	3
22	Перевод скважин в наблюдательный фонд, шт.	1	0	0
23	Перевод скважин на другой объект, шт.	-	0	1
24	Среднегодовой дебит 1 скв. по нефти, т/сут	-	34.4	27.8
25	Среднегодовой дебит 1 скв. по жидкости, т/сут	-	56.1	39.4
26	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, д.ед.	-	1	1
27	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	-	0.7	0.7

**Таблица 3.5 – Динамика основных технологических показателей разработки по II объекту**

№№ п/п	Показатели	Годы		
		2023	2024	2025
1	Добыча нефти всего, тыс.т	-	-	0.4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	25.2	25.2	25.6
3	Добыча жидкости всего, тыс.т	-	-	0.4
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	26	26	26.4
5	Темп отбора от нач. утвержденных извл. запасов, %	-	-	0.1
6	Темп отбора от тек. утвержденных извл. запасов, %	-	-	0.1
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0.014	0.014	0.014
8	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	6.5	6.5	6.6
9	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	-	-	0.063
10	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	11.4	11.4	11.5
11	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	-	-	157.5
12	Среднегодовая обводненность нефти, %	-	-	8.1
13	Ввод добывающих скважин:	-	-	3
14	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	2
15	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	0
16	из других объектов	-	-	1
17	из временной консервации	-	-	0
18	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	-	-	3
19	Действ. фонд добывающих скважин на конец года, шт.	-	-	3
20	Перевод скважин в наблюдательный фонд, шт.	3	-	0
21	Перевод скважин на другой объект, шт.	-	-	0
22	Среднегодовой дебит 1 скв. по нефти, т/сут	-	-	5.4
23	Среднегодовой дебит 1 скв. по жидкости, т/сут	-	-	5.8
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, д.ед.	-	-	0.67
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	-	-	0.7

### ***Сравнение проектных и фактических показателей разработки***

На дату выполнения настоящего отчета действующим проектным документом является «Анализ разработки...» по состоянию на 01.10.2024 г. (Протокол ЦКРР РК №58/8 от 19 декабря 2024 года), где были уточнены технологические показатели на 2024-2026 гг. За 2023 г. проектные технологические показатели для сравнения были взяты из «Проекта разработки» по состоянию на 01.01.2022 г. В таблицах 3.6-3.8 приведено сравнение фактических показателей промышленной разработки по объектам и в целом месторождения Караколь с проектными за период с 01.01.2023 г. по 01.01.2026 г.

### **Месторождение в целом**

В промышленную разработку месторождение должно было вестись в 2023 г., согласно «Проекту разработки...», однако, в связи с длительным получением разрешительных документов и отсутствием «Проекта обустройства месторождения...» фактически месторождение в промышленную разработку ввелось в апреле 2024 г.

В 2024 г. наблюдается отставание фактической добычи нефти на 31%, несмотря на большие дебиты нефти на 9%, это связано с меньшим количеством действующих добывающих скважин на 5 ед.

По состоянию на 01.01.2026 наблюдается отставание фактической годовой и накопленной добычи нефти на 84% и 42% соответственно от проектных показателей на 01.01.2026 г. Отставание вызвано меньшим действующим фондом скважин на 3 ед. и коэффициентом эксплуатации скважин ниже проектного.

### **I объект (горизонт Ю-III)**

Промышленная эксплуатация горизонта Ю-III началась в 2024 году скважиной К-2. Также в 2024 году были пробурены и введены в эксплуатацию скважины К-3 и К-4. Скважина К-5, запланированная на ввод в 2024 г., вступила в разработку в феврале 2025 г.

В итоге в 2024 году фонд скважин составил 3 ед. против проектных 4 ед., добыто на 19% меньше нефти. Также отмечается рост газового фактора на 18%.

По состоянию на 01.01.2026 г. наблюдается отставание фактической годовой и накопленной добычи нефти на 66% и 27% соответственно от проектных показателей на 01.01.2026 г. Отставание вызвано меньшим действующим фондом скважин на 1 ед. (скважина К-4 была переведена на II объект) и коэффициентом эксплуатации скважин ниже проектного. Стоит отметить превышение газового фактора на 98% от проектного. В связи с чем, в текущих показателях разработки учтена добыча газа из газовой шапки.

### **II объект (горизонт Ю-IV-2-2)**

Промышленная эксплуатация горизонта Ю-IV-2-2 началась в 2025 году, вводом скважин К-8 и К-10 из эксплуатационного бурения. Также в апреле 2025 года введена скважина К-4 с горизонта Ю-III. Скважины К-1, К-6, КМ-7, которые планировалось ввести из наблюдательного фонда, в промышленную разработку не вступали.

По состоянию на 01.01.2026 наблюдается отставание фактической годовой и накопленной добычи нефти на 40.1 и 42.4 тыс.тонн соответственно от проектных показателей на 01.01.2026 г. Отставание вызвано меньшим действующим фондом скважин на 2 ед. и коэффициентом эксплуатации скважин ниже проектного (скважина К-4 вскрыла ранее не подсчитанную газовую шапку и на дату написания отчета в простое в ожидании КРС). Также стоит, что средние дебиты нефти на 78% ниже проектных, так как в действующих скважинах не выполнен предусмотренный ГРП.

**Таблица 3.6 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению**

№№ п/п	Показатели	Годы					
		ПР-2022		АР-2024			
		2023		2024		2025	
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	80.5	0	15.6	10.8	75.1	19.5
2	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	205.1	72.1	87.7	82.9	162.8	98.3
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т	92.1	0	23.5	17.6	113.3	28.1
4	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	221.6	73.8	97.5	91.4	210.9	112.9
5	Среднегодовая обводненность нефти, %	12.6	0		38.7		29.0
6	Добыча нефтяного газа, млн.м3	8.9	0	3.284	2.63 2	16.212	4.722
7	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	38.5	22.5	25.78 4	25.1	41.995	29.9
8	Газовый фактор, м3/т	110.6	0	211	243. 7	215.8	384.1
9	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	10.2	0	2	1.4	9.6	1.6
10	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	12.2	0	2.2	1.5	10.8	1.8
11	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.062	0.022	0.027	0.02 6	0.049	0.030
12	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	26.1	9.2	11.2	10.7	20.7	12.3
13	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	3	0	8	2	1	3
14	в том числе: из эксплуатационного бурения	3	0	5	2	0	3
15	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0
16	из консервации	0	0	0	0	0	0
17	из прочих категорий	0	0	3	0	1	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	4	0	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	0	8	3	9	6
20	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	9	0	8	3	9	6
21	Среднегодовой дебит 1 скв. по нефти, т/сут	24.5	0	47.8	34.4	38.4	24.4
22	Среднегодовой дебит 1 скв. по жидкости, т/сут	28	0	31.6	56.1	25.5	34.3
23	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, д.ед.	1	0	1	1	1	0.83
24	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0.95	0	0.25	0.7	0.9	0.7

**Таблица 3.7 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по I объекту**

№№ п/п	Показатели	Годы					
		ПР-2022		АР-2024			
		2023		2024		2025	
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	38.1	0	13.3	10.8	34.6	11.9
2	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	104.1	46.9	60.2	57.7	94.7	69.6
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т	42.2	0	20.4	17.6	53.3	16.9
4	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	109	48	68.4	65.6	121.7	82.5
5	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	9.7	0	35	38.7	35.2	29.6
6	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	4.1	0	2.743	2.632	6.849	3.659
7	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	18.6	11.1	13.843	13.7	20.691	18.4
8	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	107.6	0	206.7	243.7	198.1	392.0
9	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	9.8	0	3.4	2.8	8.9	3.1
10	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	13.4	0	3.9	3.2	10.5	3.6
11	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.075	0.034	0.043	0.042	0.068	0.050
12	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	26.8	12.1	15.5	14.8	24.4	17.9
13	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	0	4	2	0	1
14	в том числе: из эксплуатационного бурения	2	0	3	2	0	1
15	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0
16	из консервации	0	0	0	0	0	0
17	из прочих категорий	0	0	1	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	0	0	1
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	0	4	3	4	3
21	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	4	0	4	3	4	3
22	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	29	0	32.4	34.4	26.5	27.8
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35.7	0	49.8	56.1	40.8	39.4
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, д.ед.	1	0	1	1	1	1
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0.95	0	0.35	0.7	0.9	0.7

Таблица 3.8 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по II объекту

№.№ п/п	Показатели	Годы					
		ПР-2022		АР-2024			
		2023		2024		2025	
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	42.4	0	2.3	0	40.5	0.4
2	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	100.9	25.2	27.5	25.2	68	25.6
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т	49.9	0	3.1	0	60	0.4
4	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	113	26	29.1	26	89.2	26.4
5	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	15.1	0	26.6	-	32.5	8.1
6	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	4.8	0	0.541	-	9.363	0.063
7	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	19.9	11.4	11.941	11.4	21.304	11.5
8	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	113.2	0	236	0	230.9	155.2
9	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	11	0	0.6	0	10.5	0.1
10	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	14.9	0	0.6	0	11.3	0.1
11	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.057	0.014	0.016	0.014	0.039	0.014
12	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	26.2	6.5	7.1	6.5	17.6	6.6
13	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	4	0	1	3
14	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	2	0	0	2
15	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0
16	из консервации	0	0	0	0	0	0
17	из прочих категорий	0	0	2	0	1	0
18	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	1
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	3	0	0	0	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	0	4	0	5	3
21	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	0	4	0	5	3
22	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	25.8	0	27.7	0	24.7	5.4
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	33.8	0	37.7	0	36.6	5.8
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, д.ед.	1	0	0.35	0	1	0.7
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0.95	0	0.11	0	0.9	0.7

### **Анализ выработки запасов нефти**

Состояние выработки запасов нефти в данной работе оценивается на основании промысловых данных учета добычи нефти и воды по горизонтам, а также по коэффициенту нефтеизвлечения.

Согласно «Подсчета запасов нефти и газа месторождения Караколь» (протокол №2452-22-У от 07.09.2022 г.) начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и газа по состоянию на 02.01.2022 г. составили:

#### **нефти:**

- по категории  $C_1$  – 3308/785 тыс.т,
- по категории  $C_2$  – 2875/394 тыс.т,

#### **растворенного газа:**

- по категории  $C_1$  – 443,5/103,4 млн.м<sup>3</sup>,
- по категории  $C_2$  – 402,7/53,1 млн.м<sup>3</sup>,

На 01.01.2026 г. с учетом периода пробной эксплуатации из месторождения было отобрано 98,3 тыс.т нефти.

За 2025 г. темп отбора от начальных извлекаемых запасов по месторождению составил 1,6 %, темп отбора от текущих извлекаемых запасов – 1,8 %, выработка запасов по месторождению составила 12,3 %.

На рисунке 3.8 представлено распределение запасов нефти по объектам. Как видно из рисунков, извлекаемые запасы нефти распределены практически одинаково между двумя основными объектами (I и II объекты).





Рисунок 3.8 – Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам месторождения Караколь

**I объект (горизонт Ю-III).** Геологические запасы равны 1386 тыс.т, извлекаемые – 389 тыс.т. С начала разработки добыто 69,6 тыс.т нефти. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 319,4 тыс.т. Значение текущего КИН составляет 0,05 доли ед. Выработанность запасов горизонта Ю-III составила 17,9 %.

За 2025 г. добыто 11,9 тыс.т. Темп отбора от НИЗ составил – 3,1 %, от ТИЗ – 3,6 %.

**II объект (горизонт Ю-IV-2-2).** Геологические запасы составляют 1767 тыс.т, извлекаемые – 386 тыс.т. Накопленная добыча нефти – 25,6 тыс.т. Значение текущего КИН составляет 0,014 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы – 360,4 тыс.т. Выработанность запасов горизонта Ю-IV-2-2 равна 6,6 %.

За 2025 г. добыто 0,4 тыс.т. Темп отбора от НИЗ составил – 0,1 %, от ТИЗ – 0,1 %.

**III (возвратный) объект (горизонт Ю-IV-2-1)** согласно действующего проектного документа (ПР-2022 г.) вводится в разработку в 2041 г.

Таблица 3.12 – Основные показатели выработки запасов нефти месторождения Караколь по состоянию на 01.01.2026 г.

Объект	Горизонт	Блок	Начальные запасы, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные запасы, тыс.т		КИН, дед.		Выработанность, %	Добыча нефти за 2025 г, тыс.т	Темп отбора, %		Фонд добывающих скв., ед.
			Балансовые	Извлекаемые		Балансовые	Извлекаемые	утв.	текущ.			от НИЗ	от ТИЗ	
I объект	Ю-III	I	1386	389	69.6	1316.4	319.4	0.281	0.05	17.9	11.9	3.1	3.6	3
II объект	Ю-IV-2-2	I	1318	286	24.5	1293.5	261.5	0.217	0.02	8.6	0.39	0.1	0.1	2
		II	449	100	1.1	447.9	98.9	0.223	0.002	1.1	0.01	0.01	0.01	1
		В целом по горизонту	1767	386	25.6	1741.4	360.4	0.218	0.014	6.6	0.4	0.1	0.1	3
III (возвратный) объект	Ю-IV-2-1	I	155	10	-	155	10	0.065	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по месторождению</b>			<b>3308</b>	<b>785</b>	<b>95.2</b>	<b>3212.8</b>	<b>689.8</b>	<b>0.237</b>	<b>0.03</b>	<b>12.3</b>	<b>12.3</b>	<b>1.6</b>	<b>1.8</b>	<b>6</b>

### 3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

При составлении настоящего отчета использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, промышленной эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике Лысенко В.Д., учитывающая всю имеющуюся фактическую информацию по месторождению.

В основу расчетов технологических показателей положены фактические данные о дебитах скважин и продуктивности пластов, полученные в период опробования разведочных скважин. Технологические показатели разработки рассчитаны с учетом планов работ Недропользователя. Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t-го года.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

**Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:**

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_n^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[ Q_n^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right] \quad (3.6.1)$$

где  $q_0^t$  - текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;

$Q_n^t$  - введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$  - суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

**Для расчета амплитудного дебита используют формулу:**

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{ср} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сз}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2 \quad (3.6.2)$$

где  $\tau$  - время работы скважин;

$\eta_{ср}$  - средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

$n$  - общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{сн}$  - забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{сз}$  - забойное давление на добывающих скважинах;

$\varphi$  - функция относительной производительности скважин, учитывающая различие

скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

$\xi_1, \xi_2$  – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_{\text{и}} = Q_{\text{б}} \cdot \text{КИН} \quad (3.6.3)$$

где  $Q_{\text{б}}$  – балансовые запасы нефти;

КИН – коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \quad (3.6.4)$$

Коэффициент  $K_1$  называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^2} \quad (3.6.5)$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2} \quad (3.6.6)$$

где  $S$  – площадь, приходящаяся на одну скважину;

$w$  – доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

$d$  – площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент  $K_2$  в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент  $K_3$  в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3\text{н}} + (K_{3\text{к}} - K_{3\text{н}}) \cdot A \quad (3.6.7)$$

Где  $K_{3\text{н}}$  – доля отбора подвижных запасов за безводный период;

$K_{3\text{к}}$  – конечная доля отбора подвижных запасов;

$A$  – расчетная предельная обводненность.

$$K_{3\text{н}} = \frac{1}{1.2 + 4.2 \cdot V^2} \quad K_{3\text{к}} = \frac{1}{0.95 + 0.25 \cdot V^2} \quad A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} \quad (3.6.8)$$

где  $V^2$  – расчетная послойная неоднородность;

$A_2$  – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

$\mu_0$  – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}} \cdot b_{\text{н}} \quad (3.6.9)$$

$$\mu_* = \frac{\rho_n}{\rho_w} \cdot K_2^{1.5} \quad (3.6.10)$$

где:  $\rho_w, \rho_n$  - плотности воды и нефти;

$b_n$  - объемный коэффициент нефти;

$K_2$  - коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности ( $V^2$ ) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left( \frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left( \frac{V_{зон}^2 + 1}{\frac{V_{зон}^2}{n_*} + 1} + 1 \right) - 1 \quad (3.6.11)$$

$M$  - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

$n_*$  - число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности  $K_4$  при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид:

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{1}{I \cdot T}} \quad (3.6.12)$$

где  $I$  – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

$T$  – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fn}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[ Q_{Fn}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right] \quad (3.6.13)$$

где  $Q_{Fn}^t$  – введенные в разработку к середине  $t$ -го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$  – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fn} = Q_n \cdot \frac{F}{K_3} \quad (3.6.14)$$

где  $F$  – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

Значения расчетных коэффициентов и коэффициентов извлечения нефти из недр согласно рассматриваемым вариантам разработки отдельно по объектам приведены в таблице 3.16.

**Таблица 3.16–Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки**

Коэффициенты, д. ед.	Коэффициенты по вариантам		
	1	2	3
<b>I объект (Ю-III)</b>			
K <sub>1</sub>	0.719	0.781	0.868
K <sub>2</sub>	0.545	0.545	0.545
K <sub>3</sub>	0.377	0.647	0.500
<b>КИН</b>	<b>0.148</b>	<b>0.280</b>	<b>0.236</b>
<b>II объект (Ю-IV-2-2)</b>			
K <sub>1</sub>	0.453	0.589	0.728
K <sub>2</sub>	0.545	0.545	0.545
K <sub>3</sub>	0.450	0.856	0.700
<b>КИН</b>	<b>0.111</b>	<b>0.275</b>	<b>0.278</b>
<b>III объект возвратный (Ю-IV-2-1)</b>			
K <sub>1</sub>	0.679	0.616	0.616
K <sub>2</sub>	0.545	0.545	0.545
K <sub>3</sub>	0.395	0.307	0.307
<b>КИН</b>	<b>0.146</b>	<b>0.103</b>	<b>0.103</b>

Согласно основным положениям вариантов разработки, произведены расчеты технологических показателей по эксплуатационным объектам разработки и по месторождению в целом. Расчет технологических показателей разработки месторождения выполнен с 2026 г.

#### ***Обоснование количества резервных скважин***

На месторождении Караколь 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 запланированного фонда добывающих скважин.

#### ***3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки***

На месторождении Караколь установлено 5 продуктивных горизонта: Ю-0-1 стратиграфически отнесен к кровле акшабулакской свиты, Ю-III приурочен к кумкольской свите верхней юры, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 и Ю-IV-2-3 принадлежат средне-нижнеюрским отложениям дощанской свиты. Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными, кроме залежи, принадлежащей горизонту Ю-III, являющейся нефтегазовой.

Основные геологические запасы нефти (39 % и 55 %) месторождения Караколь, оценённые по категории С<sub>1</sub>, сосредоточены в нефтяных залежах Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов, остальные 6 % – в нефтяной залежи Ю-IV-2-1 горизонта. Запасы по горизонтам Ю-0-1, Ю-IV-2-3 оценены по категории С<sub>2</sub>.

В соответствие с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин

В настоящей работе с учетом дополнительных материалов, а также текущего состояния разработки залежей, уточнено выделение объектов эксплуатации. Проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства

К факторам неблагоприятствующим объединению залежей в объекты для совместной эксплуатации следует отнести:

- значительное отличие в глубинах залегания основных по запасам нефти Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов (39 и 55 % соответственно). Средняя глубина Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов составляет -1390 и -1765,2 метров соответственно;

- по результатам исследований глубинных проб нефти в горизонтах различается по таким физико-химическим параметрам, как вязкость нефти в пластовых условиях, газосодержание и давление насыщения нефти газом.

Таким образом, на месторождении выделено 2 основных и 1 возвратный эксплуатационных объекта:

I объект – Ю-III горизонт;

II объект – Ю-IV-2-2 горизонт;

III объект (возвратный) – Ю-IV-2-1 горизонт.

В таблице 3.13 приведены исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов и объектов.

**Таблица 3.13 – Месторождение Караколь. Исходные геолого-физические характеристики объекта**

Параметры	Ед. изм.	I объект	II объект	III объект (возвратный)
		Ю-III	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-1
Средняя глубина залегания	м	1390	1765,2	1688,9
Тип залежи		пластовой, сводовой, тектонически экранированной		
Тип коллектора		поровый		
Площадь нефтеносности (категория С <sub>1</sub> / С <sub>2</sub> )	тыс.м <sup>2</sup>	1648	3659	1491
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	12,5	12,4	3
Средняя пористость	д.ед.	0,22	0,15	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	0,67	0,63	0,65
Средняя проницаемость	мД	673	11,8	0,01
Коэффициент песчаности	д.ед.	0,46	0,24	0,15
Коэффициент расчлененности	д.ед.	16,8	13,3	3
Пластовая температура	°С	57,5	68,5	66,1
Начальное пластовое давление	МПа	16,0	18,5	17,9
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,3	1,6	0,31
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	0,67	0,7	0,673
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м <sup>3</sup>	0,790	0,790	0,758
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,823	1,300	1,365
Содержание серы в нефти	% масс	0,033	0,034	0,01
Содержание парафина в нефти	% масс	9,589	13,465	0,44
Давление насыщения нефти газом	МПа	10	8,4	9,71
Газосодержание нефти	м <sup>3</sup> /т	265,4	134	182,9
Плотность воды в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	1,06	1,06	1,06
Средняя продуктивность	м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	10,47	4,48	1,4
Начальные балансовые запасы нефти по категории С <sub>1</sub>	тыс.т	1751	2504	262
Начальные балансовые запасы растворенного газа по категории С <sub>1</sub>	млн.м <sup>3</sup>	464.1	335.5	47.9

### ***Выбор расчетных вариантов разработки***

Системы разработки нефтяных месторождений классифицируются на системы с воздействием и без воздействия, а также отличаются сеткой расположения скважин.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились, исходя из положений «Единых правил...» и анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

В данном отчете были рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, режимами эксплуатации скважин и методами воздействия. В том числе рассмотрен вариант с бурением горизонтальной скважины с проведением ГРП.

**1 вариант** является базовым. Все запланированные в ПР-2022 г. скважины пробурены. Разработка залежей на режиме истощения. Запланирована работа с текущим фондом – ввод в добычу скважин, находящихся в наблюдательном фонде. Дополнительно

запланирован перевод добывающих скважин II объекта в мех. добычу. Также предусмотрена закачка воды в I объект для поддержания пластового давления.

**2 вариант** учитывает все мероприятия базового варианта, дополнительно предусмотрено бурение 5 скважин.

**3 вариант** в дополнении ко 2 варианту предусматривает бурение 8 вертикальных добывающих скважин и 1-ой горизонтальной добывающей скважины с проведением ГРП.

Ниже приведена характеристика расчетных вариантов по объектам:

Основные исходные характеристики расчётных вариантов для I и II объектов разработки приведены в таблице 3.14. График проведения мероприятий согласно вариантам представлен в таблице 3.15.

**Таблица 3.14 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	режим истощения пластовой энергии	Закачка воды для поддержания пластового давления	
Система размещения скважин	избирательная		
Плотность сетки в среднем, га/скв	58	37	23
Ввод скважин из бурения, доб/наг ед.	-/-	5/0	14/0
Время разбуривания, годы	-	5	5
Количество скважин, шт. (доб./водонаг.)	9/0	13/1	22/1
Коэффициент использования скв., д.ед.:	1	1	1
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.:	0,9	0,9	0,9

**Таблица 3.15 – График проведения мероприятия согласно вариантам**

Варианты	Годы	Наименование ГТМ	Кол-во скважин, ед.	Номера скважин
1 Вариант (Базовый)	2026	Проведение ГРП	2	К-8, К-10
	2026	Ввод из наблюдательного фонда скважин	3	К-1, К-6, КМ-7
	2026	Спуск ЭЦН во все добывающие скважины 2-го объекта	6	К-8,К-10,К-1,К-4,К-6,КМ-7
	2039	Перевод скважин между объектами	2	К-1, К-2
	2049	Перевод скважин между объектами	1	К-4
	2050	Перевод скважин между объектами	1	К-8
	2057	Перевод скважин между объектами	1	КМ-7
2 Вариант (Рекомендуемый)	2026	Проведение ГРП	2	К-8, К-10
	2026	Ввод из наблюдательного фонда скважин	3	К-1, К-6, КМ-7
	2026	Спуск ЭЦН во все добывающие скважины 2-го объекта	6	К-8,К-10,К-1,К-4,К-6,КМ-7
	2028	Перевод под нагнетание	1	К-4
	2028	Бурение вертикальных скважин	1	К-11
	2029	Бурение вертикальных скважин	1	К-12
	2030	Бурение вертикальных скважин	1	К-13
	2031	Бурение вертикальных скважин	1	К-14
	2032	Бурение вертикальных скважин	1	К-15
	2033	Перевод скважин между объектами	1	К-1
	2043	Перевод скважин между объектами	1	К-2
	2060	Перевод скважин между объектами	2	К-8, КМ-7
	2026	Проведение ГРП	2	К-8, К-10

3 Вариант (альтернативный)	2026	Ввод из наблюдательного фонда скважин	3	К-1, К-6, КМ-7
	2026	Спуск ЭЦН во все добывающие скважины 2-го объекта	6	К-8,К-10,К-1,К-4,К-6,КМ-7
	2028	Перевод под нагнетание	1	К-4
	2028	Бурение вертикальных скважин	1	К-11
	2029	Бурение вертикальных скважин	4	К-12, К-16, К-13, К-17
	2030	Бурение вертикальных скважин	3	К-14, К-18, К-15
	2031	Бурение вертикальных скважин	3	К-20, К-21, К-19
	2032	Бурение вертикальных скважин	2	К-22, К-23
	2032	Бурение горизонтальной скважины	1	К-24
	2033	Перевод скважин между объектами	1	К-1
	2043	Перевод скважин между объектами	1	К-2
	2060	Перевод скважин между объектами	2	К-8, КМ-7

### **3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей**

#### Общие положения

Настоящий раздел приводит подробное описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части прогнозных экономических расчетов.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, динамикой ввода новых скважин, порядком и темпами разбуривания, уровнями добычи УВ, способами эксплуатации.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов, применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный на сегодня 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.

Все расчеты проводились на основе плановых данных, предоставленных Заказчиком. В расчетах отражены доходная часть и расходная часть, которая включает в себя прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации настоящего проекта.

#### *Экономические и финансовые допущения*

Для проведения экономической оценки разработки месторождения использован ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены, налоги, инфляция, ставка дисконтирования и т.д. Ниже приведено подробное описание каждого из допущений.

#### *Цены*

В основу экономических показателей проекта по территории заложены прогнозные

цены на нефть, основываясь на базовых условиях проекта. Цены на нефть с 2026 года изменяются с учетом инфляции 4%. Товарная продукция будет реализовываться 70% на внутренний рынок и 30% на экспорт.

#### *Транспорт продукции*

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

**Таблица 3.17 – Маркетинговые показатели**

Наименование показателей	Ед.изм.	2025
<b>Транспортные тарифы по направлениям (нефть)</b>		
На экспорт	тг/тонн	10967
на внутренний рынок	тг/тонн	3137
<b>Цены по направлениям (нефть)</b>		
На экспорт	тг/тонн	246240
на внутренний рынок	тг/тонн	96000
Курс доллара	тг/долл	540

#### *Ставка дисконтирования*

Введена ставка дисконтирования в размере 10 %, для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

#### *Капитальные вложения*

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- Бурение скважин – 447 120 тыс.тенге.
- Обустройство скважин – 9 396 тыс.тенге.
- Выкидные линии – 11 070 тыс.тенге.
- Автомобильные дороги – 9 774 тыс.тенге.
- ЛЭП к скважинам – 9 342 тыс.тенге.
- КТПН – 46000 тыс.тенге.
- Перевод под нагнетание – 8 100 тыс.тенге.
- Нагнетательные линии – 11 070 тыс.тенге.
- Перевод на ЭЦН – 35000 тыс.тенге.

#### *Эксплуатационные затраты*

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники

добычи, подготовки и транспорта. Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- обучение персонала;
- услуги производственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались от удельной стоимости за ватт и расхода в год.

Услуги производственного характера рассчитывались как условно-постоянные расходы в зависимости от скважин.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.18.

Эксплуатационные и капитальные затраты изменяются с учетом инфляции 4 % с 2026 г.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом. Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

Амортизационные отчисления по другим группам определялись путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.19.

**Таблица 3.18 – Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат**

Эксплуатационные затраты	Ед.изм	Значения
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/Вт	20
Расходы на химреагенты	тг/тн.ж	92,00
Затраты производственного характера	тг/тн.ж	5014,00
Затраты условно-постоянные зависящие от фонда скважин	тыс.тг/скв	5658,00
Услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями	тыс.тг/скв	10089,33
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	2116,00

Прочие расходы	тыс.тг/скв	3143,33
Аренда	тыс.тг/скв	1265,00
Расходы на экологию	тг/тн.ж	276,00
Затраты на страхование	тыс.тг/чел	184,00
ФОТ ОПШ на 1 работника ОПШ в месяц	тг	471 500
Затраты на обучение от затрат на добычу предыдущего года	%	1
НИОКР от затрат на добычу предыдущего года	%	1
Соц. Развитие региона от инвестиции предыдущего года	%	1
ФОТ АУП на 1 работника АУП в месяц	тг	720 667
Затраты АУП условно-постоянные, зависящие от количества персонала	тыс.тг/чел	46
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	4531,00

**Таблица 3.19 – Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода**

№п/п	№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации (%)
1	I	Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	10
2	II	Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	25
3	III	Компьютеры и оборудование для обработки информации	40
4	IV	Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	15

#### *Налоги и прочие платежи*

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользователь платит следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.20).
- ЭТП согласно ТК РК.
- Рентный налог согласно НК РК.
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20 %.
- Налог на имущество по ставке 1,5 % от остаточной стоимости материальных активов.

- Социальный налог по ставке – 6 %.

- Социальные отчисления – 5 %.

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном страховании» (статья 486, п.3). Таким образом расчет социальных отчислений упраздняется. С 2026 г. данное правило отменяется.

- ОСМС – 3 %.

**Таблица 3.20 – Ставки налога на добычу**

<b>№ п/п</b>	<b>Мировая цена</b>	<b>Ставка на экспорт, в %</b>	<b>Ставка на внутренний рынок, в %</b>
1	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

## **4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

### ***4.1 Технологические показатели вариантов разработки***

Технологические показатели разработки месторождения по рекомендуемому к внедрению 2 варианту приведены в таблицах 4.1.1-4.1.8, по остальным расчётным вариантам в табличных приложениях П.1-П.32.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам разработки приведены на графических приложениях 6-8.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Караколь. 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скв. с начала разработки	Ввод добыв-х скв. из пр. категорий	Экспл. бурение с начала разработки, тыс, м	Перевод добывающ их скв. под нагнетание	Выбытие скважин			Фонд добыв-х скважин		Фонд нагнет-ых скважин	Среднегодовой дебит на 1 скв.		Приемист ость на 1 нагнетате льной
	всего	добыв	нагн					всего	в т,ч доб,	в т,ч, нагн,	все го	в т.ч. мех, сп.		нефти, т/сут	жидкост и, т/сут	
2026	0	0	0	9	3	15,9	0	0	0	0	9	6	0	14,0	19,1	0,0
2027	0	0	0	9	0	15,9	0	0	0	0	9	5	0	19,9	22,6	0,0
2028	1	1	0	10	0	17,7	1	0	0	0	10	6	1	19,1	22,8	112,7
2029	1	1	0	11	0	19,4	0	0	0	0	11	7	1	19,3	23,1	133,2
2030	1	1	0	12	0	21,2	0	0	0	0	12	8	1	18,4	22,4	128,3
2031	1	1	0	13	0	22,9	0	0	0	0	13	9	1	17,2	21,4	123,7
2032	1	1	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	16,0	20,3	119,3
2033	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	14,7	19,3	115,2
2034	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	13,4	18,3	111,3
2035	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	12,2	17,3	107,6
2036	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	11,1	16,4	104,1
2037	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	10,2	15,6	100,7
2038	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	9,3	14,8	97,5
2039	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	8,4	14,1	94,5
2040	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	7,7	13,4	91,5
2041	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	7,0	12,8	88,7
2042	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	9	1	6,4	12,2	86,0
2043	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	5,8	11,6	83,5
2044	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	5,3	10,9	81,0
2045	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	4,9	10,5	78,6
2046	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	4,5	10,0	76,3
2047	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	4,1	9,6	74,2
2048	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	3,7	9,1	72,0
2049	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	3,4	8,8	70,0
2050	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	3,1	8,4	68,1
2051	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	2,8	8,0	66,2
2052	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	8	1	2,6	7,7	64,4
2053	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	12	7	1	2,4	7,4	62,6
2054	0	0	0	14	0	24,7	0	1	1	0	12	6	1	2,2	7,4	60,9
2055	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	12	6	1	2,1	7,1	59,3
2056	0	0	0	14	0	24,7	0	1	1	0	10	5	1	1,9	6,3	56,6
2057	0	0	0	14	0	24,7	0	1	1	0	10	5	1	1,8	7,0	49,6
2058	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	10	5	1	1,7	6,8	48,3
2059	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	10	5	1	1,6	6,5	47,0
2060	0	0	0	14	0	24,7	0	0	0	0	9	2	1	1,4	6,3	45,8
2061	0	0	0	14	0	24,7	0	7	6	1	0	0	0	1,2	1,6	44,6

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки. Месторождение Караколь. 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс, т	Темп отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс,т	Отбор от НИЗ, %	КИН д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс,т		Накоп. добыча жидкости, тыс,т		Обвод. продукции П, %	Закачка воды, тыс,м <sup>3</sup>		Добыча нефт. газа, млн,м <sup>3</sup>		Добыча свобод. газа, млн,м <sup>3</sup>	
		нач.	тек.				всего	мех, способ	всего	мех, способ		год.	накоп.	год.	накоп.	год.	накоп.
2026	45,1	3,8	4,0	103,6	8,6	0,023	53,4	25,7	146,0	25,7	15,5	-	-	8,627	33,8	8,159	8,2
2027	52,8	4,4	4,8	146,5	12,2	0,032	61,5	36,3	207,5	62,0	14,1	-	-	9,378	43,1	44,506	52,7
2028	56,6	4,7	5,4	203,9	17,0	0,045	67,1	36,1	274,6	98,1	15,6	18,5	18,5	10,491	53,6	48,183	100,8
2029	65,8	5,5	6,6	264,6	22,1	0,059	78,8	42	353,4	140,1	16,5	43,9	62,4	12,231	65,9	59,959	160,8
2030	69,2	5,8	7,4	330,2	27,6	0,073	82,1	46,3	435,4	186,4	15,7	42,9	105,3	12,688	78,5	48,741	209,5
2031	70,2	5,9	8,1	397,9	33,2	0,088	84,5	49,6	520,0	236,0	16,9	41,6	146,9	12,601	91,1	39,603	249,2
2032	67,0	5,6	8,4	466,1	38,9	0,103	83,3	49,2	603,3	285,2	19,6	40,1	186,9	11,922	103,1	32,079	281,2
2033	61,2	5,1	8,4	531,5	44,4	0,118	78,9	45,5	682,2	330,7	22,4	38,8	225,7	10,934	114,0	25,984	307,2
2034	55,9	4,7	8,4	591,2	49,3	0,131	74,8	42,3	757,0	373,0	25,3	37,4	263,2	10,023	124,0	20,857	328,1
2035	51,3	4,3	8,5	645,8	53,9	0,143	70,9	39,2	827,9	412,2	27,6	36,2	299,4	9,207	133,2	16,732	344,8
2036	47,0	3,9	8,6	695,8	58,1	0,154	67,5	36,5	895,4	448,7	30,4	35,1	334,4	8,473	141,7	13,37	358,2
2037	43,0	3,6	8,6	741,7	61,9	0,164	64,1	33,8	959,5	482,5	32,9	34	368,5	7,791	149,4	10,666	368,8
2038	39,4	3,3	8,7	783,6	65,4	0,173	60,9	31,4	1020,4	513,9	35,3	32,9	401,4	7,162	156,6	8,412	377,3
2039	36,1	3,0	8,8	822	68,6	0,182	57,9	29,1	1078,4	543,0	37,7	31,9	433,3	6,597	163,2	6,612	383,9
2040	33,2	2,8	8,9	857,2	71,5	0,190	55,2	27,1	1133,6	570,1	39,9	30,9	464,2	6,088	169,3	5,156	389
2041	30,5	2,5	9,0	889,7	74,3	0,197	52,7	25,1	1186,3	595,2	42,1	30,1	494,3	5,615	174,9	3,993	393
2042	27,9	2,3	9,1	919,3	76,7	0,204	50,1	23,3	1236,4	618,5	44,3	29,1	523,4	5,178	180,1	3,036	396
2043	25,7	2,1	9,3	946,6	79,0	0,210	47,8	21,5	1284,1	640,0	46,2	28,3	551,7	4,796	184,9	2,278	398,3
2044	24,1	2,0	9,6	971,7	81,1	0,215	45,4	18,2	1327,9	658,2	46,9	27,5	579,1	4,557	189,1	1,673	400
2045	22,0	1,8	9,8	995,2	83,1	0,220	43,4	16,9	1369,8	675,1	49,3	26,8	605,9	4,217	193,1	1,195	401,2
2046	20,4	1,7	10,1	1016,8	84,9	0,225	41,5	15,7	1409,9	690,8	50,8	25,9	631,8	3,903	196,8	0,81	402
2047	18,8	1,6	10,4	1036,6	86,5	0,229	39,6	14,5	1448,2	705,3	52,5	25,2	657	3,620	200,2	0,519	402,5
2048	17,4	1,5	10,8	1055	88,0	0,234	37,9	13,5	1484,9	718,8	54,1	24,5	681,6	3,367	203,3	0,347	402,9
2049	16,0	1,3	11,2	1071,9	89,5	0,237	36,3	12,5	1520,1	731,3	55,9	23,9	705,5	3,130	206,3	0,223	403,1
2050	14,8	1,2	11,8	1087,6	90,8	0,241	34,7	11,6	1553,9	742,9	57,3	23,2	728,7	2,913	209,1	0,156	403,2
2051	13,7	1,1	12,5	1102,1	92,0	0,244	33,4	10,8	1586,3	753,7	59,0	22,6	751,3	2,716	211,6	0,129	403,4
2052	12,8	1,1	13,4	1115,5	93,1	0,247	32,1	10,1	1617,5	763,8	60,1	22	773,3	2,538	214,0	0,117	403,5
2053	11,9	1,0	14,5	1127,9	94,1	0,250	30,8	9,3	1647,4	773,1	61,4	21,5	794,8	2,375	216,3	0,107	403,6
2054	10,9	0,9	15,7	1139,5	95,1	0,252	28,6	7	1674,6	780,1	61,9	20,9	815,7	2,237	218,2	0,098	403,7
2055	10,1	0,8	17,4	1150,1	96,0	0,255	27,4	6,3	1700,5	786,4	63,1	20,3	836	2,108	220,1	0,09	403,8
2056	9,3	0,8	19,6	1160	96,8	0,257	25,8	5,6	1724,9	792,0	64,0	19,4	855,4	1,951	221,8	0,081	403,9
2057	8,3	0,7	22,0	1168,8	97,5	0,259	22,7	4,8	1746,3	796,8	63,4	17,2	872,6	1,744	223,4	0,066	403,9
2058	7,7	0,6	26,5	1176,8	98,2	0,261	21,8	4,5	1766,9	801,3	64,7	16,7	889,4	1,647	224,9	0,061	404
2059	7,3	0,6	34,6	1184,4	98,8	0,262	21,0	4,1	1786,8	805,4	65,2	16,3	905,7	1,560	226,3	0,056	404,1
2060	6,8	0,6	50,4	1191,5	99,4	0,264	20,3	3,8	1806,0	809,2	66,5	15,9	921,6	1,481	227,6	0,051	404,1
2061	5,1	0,4	100,0	1198,2	100,0	0,265	19,9	4,8	1825,9	814,0	74,4	15,6	937,1	1,031	228,7	0,047	404,2

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. I объект. 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения		Фонд скв. с начала разработк и	Перевод с др. объекто в	Ввод из из пр. категор ий	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод добыв-х скв. под нагнетание	Выбытие скважин			Фонд добыв-х скважин		Фонд нагнетат ельных скважин	Среднегодовой дебит на 1 скв.		Приемист ость на 1 нагнетате
	всег о	добыв						всег о	в т.ч. доб	в т.ч. нагн	всег о	в т.ч. мех. сп		нефти , т/сут	жидкост и, т/сут	
2026	0	0	6	0	0	8,30	0	0	0	0	3	0	0	24,1	33,9	0,0
2027	1	1	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	0	17,8	25,6	0,0
2028	0	0	7	1	0	9,70	1	0	0	0	4	0	1	18,9	26,7	112,7
2029	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	19,8	27,9	133,2
2030	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	18,1	27,2	128,3
2031	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	16,6	26,6	123,7
2032	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	15,2	26,0	119,3
2033	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	14,0	25,3	115,2
2034	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	12,8	24,7	111,3
2035	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	11,8	24,2	107,6
2036	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	10,8	23,6	104,1
2037	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	9,9	23,0	100,7
2038	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	9,1	22,5	97,5
2039	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	8,4	21,9	94,5
2040	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	7,7	21,4	91,5
2041	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	7,1	20,9	88,7
2042	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	6,5	20,4	86,0
2043	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	6,0	19,9	83,5
2044	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	5,5	19,5	81,0
2045	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	5,0	19,0	78,6
2046	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	4,6	18,5	76,3
2047	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	4,2	18,1	74,2
2048	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	3,9	17,7	72,0
2049	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	3,6	17,3	70,0
2050	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	3,3	16,9	68,1
2051	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	3,0	16,5	66,2
2052	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	2,8	16,1	64,4
2053	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	2,5	15,7	62,6
2054	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	2,3	15,3	60,9
2055	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	4	0	1	2,2	14,9	59,3
2056	0	0	7	0	0	9,70	0	1	1	0	3	0	1	2,0	15,0	56,6
2057	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	3	0	1	2,1	16,8	49,6
2058	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	3	0	1	1,9	16,4	48,3
2059	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	3	0	1	1,8	16,0	47,0
2060	0	0	7	0	0	9,70	0	0	0	0	3	0	1	1,6	15,6	45,8
2061	0	0	7	0	0	9,70	0	3	2	1	0	0	0	1,5	15,2	44,6

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки. I объект. 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от НИЗ, %		Накоп. добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накоп. добыча жидкости, тыс. т		Обвод. продукции	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>		Компенсация скважина	Добыча нефти и газа, млн. м <sup>3</sup>		Добыча свободного газа, млн. м <sup>3</sup>	
		нач.	тек.				всего	мех. сп	всего	мех. сп		год	накоп		год	накоп	год	накоп
2026	19,7	4,0	4,6	77,4	15,8	0,044	27,7	0	93,3	0	28,8	-	-	-	5,229	19	8,159	8,2
2027	17,5	3,6	4,2	94,9	19,4	0,054	25,2	0	118,5	0	30,6	-	-	-	4,641	23,6	44,506	52,7
2028	22,1	4,5	5,6	117,1	23,9	0,067	31	0	149,5	0	28,6	18,5	18,5	50	5,863	29,5	48,183	100,8
2029	26,1	5,3	7,0	143,2	29,2	0,082	36,8	0	186,3	0	29	43,9	62,4	100	6,917	36,4	59,959	160,8
2030	26,0	5,3	7,5	169,2	34,5	0,097	35,8	0	222	0	27,3	42,9	105,3	100	6,893	43,3	48,741	209,5
2031	24,4	5	7,6	193,6	39,5	0,111	34,9	0	257	0	30,1	41,6	146,9	100	6,47	49,7	39,603	249,2
2032	22,4	4,6	7,6	216	44,1	0,123	34,1	0	291,1	0	34,3	40,1	186,9	100	5,939	55,7	32,079	281,2
2033	20,8	4,2	7,6	236,8	48,3	0,135	33,4	0	324,5	0	37,7	38,8	225,7	100	5,514	61,2	25,984	307,2
2034	19,2	3,9	7,6	256,1	52,2	0,146	32,5	0	357	0	40,8	37,4	263,2	100	5,1	66,3	20,857	328,1
2035	17,9	3,6	7,6	273,9	55,9	0,156	31,7	0	388,7	0	43,7	36,2	299,4	100	4,734	71	16,732	344,8
2036	16,6	3,4	7,7	290,5	59,3	0,166	31	0	419,7	0	46,4	35,1	334,4	100	4,398	75,4	13,37	358,2
2037	15,5	3,2	7,7	306	62,4	0,175	30,3	0	450	0	49	34	368,5	100	4,1	79,5	10,666	368,8
2038	14,4	2,9	7,8	320,4	65,3	0,183	29,5	0	479,5	0	51,3	32,9	401,4	100	3,808	83,3	8,412	377,3
2039	13,4	2,7	7,9	333,8	68,1	0,191	28,8	0	508,4	0	53,5	31,9	433,3	100	3,55	86,9	6,612	383,9
2040	12,5	2,5	8	346,3	70,6	0,198	28,1	0	536,5	0	55,6	30,9	464,2	100	3,312	90,2	5,156	389
2041	11,7	2,4	8,1	358	73	0,204	27,6	0	564,1	0	57,5	30,1	494,3	100	3,101	93,3	3,993	393
2042	10,9	2,2	8,3	368,9	75,2	0,211	26,8	0	590,9	0	59,3	29,1	523,4	100	2,894	96,2	3,036	396
2043	10,2	2,1	8,4	379,1	77,3	0,217	26,2	0	617,1	0	60,9	28,3	551,7	100	2,71	98,9	2,278	398,3
2044	9,6	2	8,6	388,7	79,3	0,222	25,6	0	642,7	0	62,5	27,5	579,1	100	2,542	101,4	1,673	400
2045	9,0	1,8	8,9	397,7	81,1	0,227	25	0	667,7	0	63,9	26,8	605,9	100	2,392	103,8	1,195	401,2
2046	8,5	1,7	9,2	406,2	82,9	0,232	24,4	0	692,1	0	65,2	25,9	631,8	100	2,245	106,1	0,81	402
2047	8,0	1,6	9,5	414,2	84,5	0,237	23,8	0	715,9	0	66,5	25,2	657	100	2,114	108,2	0,519	402,5
2048	7,5	1,5	9,9	421,7	86	0,241	23,2	0	739,1	0	67,6	24,5	681,6	100	1,994	110,2	0,347	402,9
2049	7,1	1,5	10,4	428,8	87,5	0,245	22,7	0	761,8	0	68,7	23,9	705,5	100	1,887	112,1	0,223	403,1
2050	6,7	1,4	10,9	435,5	88,8	0,249	22,1	0	784	0	69,6	23,2	728,7	100	1,783	113,9	0,156	403,2
2051	6,4	1,3	11,6	441,9	90,1	0,252	21,6	0	805,6	0	70,5	22,6	751,3	100	1,69	115,6	0,129	403,4
2052	6,1	1,2	12,5	448	91,4	0,256	21,1	0	826,7	0	71,3	22	773,3	100	1,604	117,2	0,117	403,5
2053	5,8	1,2	13,6	453,7	92,5	0,259	20,7	0	847,3	0	72,1	21,5	794,8	100	1,528	118,7	0,107	403,6
2054	5,5	1,1	15	459,2	93,7	0,262	20,1	0	867,5	0	72,7	20,9	815,7	100	1,454	120,1	0,098	403,7
2055	5,2	1,1	16,9	464,5	94,7	0,265	19,6	0	887,1	0	73,3	20,3	836	100	1,387	121,5	0,09	403,8
2056	5,0	1,0	19,2	469,4	95,7	0,268	18,8	0	905,9	0	73,7	19,4	855,4	100	1,312	122,8	0,081	403,9
2057	4,5	0,9	21,5	473,9	96,7	0,271	16,6	0	922,5	0	72,9	17,2	872,6	100	1,189	124	0,066	403,9
2058	4,3	0,9	26,3	478,2	97,5	0,273	16,1	0	938,6	0	73,3	16,7	889,4	100	1,143	125,2	0,061	404
2059	4,2	0,8	34,5	482,4	98,4	0,275	15,8	0	954,4	0	73,6	16,3	905,7	100	1,102	126,3	0,056	404,1
2060	4,0	0,8	50,8	486,4	99,2	0,278	15,4	0	969,8	0	73,9	15,9	921,6	100	1,064	127,3	0,051	404,1
2061	3,9	0,8	100	490,3	100	0,280	15,1	0	984,9	0	74,2	15,6	937,1	100	1,031	128,4	0,047	404,2

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. II объект. 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод добыв-х скв из пр. категорий	Экспл. бурение с начала разработки, тыс, м	Выбытие скважин			Фонд добыв-х скважин		Фонд нагнетательных скважин	Среднегодовой дебит на 1 скв		Присмест-ость на 1 нагнетате-
	всего	доб	нагн				всего	в т.ч. доб	в т.ч. нагн	всего	в т.ч. мех сп		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
2026	0	0	0	6	3	10,6	0	0	0	6	6	0	21,0	21,2	0
2027	0	0	0	6	0	10,6	1	1	0	5	5	0	19,3	19,8	0
2028	1	1	0	7	0	12,4	0	0	0	6	6	0	19,0	19,9	0
2029	1	1	0	8	0	14,1	0	0	0	7	7	0	18,6	19,6	0
2030	1	1	0	9	0	15,9	0	0	0	8	8	0	17,6	18,8	0
2031	1	1	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	16,4	17,8	0
2032	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	15,1	16,6	0
2033	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	13,7	15,4	0
2034	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	12,4	14,3	0
2035	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	11,3	13,3	0
2036	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	10,3	12,3	0
2037	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	9,3	11,4	0
2038	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	8,5	10,6	0
2039	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	7,7	9,8	0
2040	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	7,0	9,1	0
2041	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	6,3	8,5	0
2042	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	9	9	0	5,8	7,9	0
2043	0	0	0	10	0	17,7	1	1	0	8	8	0	5,2	7,3	0
2044	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	4,9	6,9	0
2045	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	4,4	6,4	0
2046	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	4,0	6,0	0
2047	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	3,7	5,5	0
2048	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	3,3	5,1	0
2049	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	3,0	4,8	0
2050	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	2,7	4,4	0
2051	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	2,5	4,1	0
2052	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	8	8	0	2,3	3,8	0
2053	0	0	0	10	0	17,7	1	1	0	7	7	0	2,1	3,5	0
2054	0	0	0	10	0	17,7	1	1	0	6	6	0	2,0	3,5	0
2055	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	6	6	0	1,8	3,2	0
2056	0	0	0	10	0	17,7	1	1	0	5	5	0	1,7	3,0	0
2057	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	5	5	0	1,6	2,9	0
2058	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	5	5	0	1,5	2,7	0
2059	0	0	0	10	0	17,7	0	0	0	5	5	0	1,3	2,5	0
2060	0	0	0	10	0	17,7	3	3	0	2	2	0	1,2	2,3	0
2061	0	0	0	10	0	17,7	2	2	0	0	0	0	0,8	1,5	0

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки. II объект. 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс, т	Темп отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс,т	Отбор от НИЗ, %	КИЗ, д,ед,	Годовая добыча жидкости, тыс,т		Накоп. добыча жидкости, тыс,т		Обвод, продукции и, %	Добыча нефтяного газа, млн,м <sup>3</sup>	
		нач,	тек,				всего	мех, способом	всего	мех, способом		годовая	накопленная
2026	25,4	3,7	3,8	50,6	7,3	0,020	25,7	25,7	52,7	25,7	1,2	3,398	14,8
2027	35,3	5,1	5,5	85,9	12,5	0,034	36,3	36,3	89,0	62,0	2,8	4,737	19,5
2028	34,5	5,0	5,7	120,4	17,5	0,048	36,1	36,1	125,1	98,1	4,4	4,628	24,1
2029	39,7	5,8	7,0	160,1	23,2	0,064	42,0	42,0	167,1	140,1	5,5	5,314	29,5
2030	43,2	6,3	8,2	203,3	29,5	0,081	46,3	46,3	213,4	186,4	6,7	5,795	35,2
2031	45,8	6,6	9,4	249,1	36,1	0,099	49,6	49,6	263,0	236,0	7,7	6,131	41,4
2032	44,6	6,5	10,1	293,7	42,6	0,117	49,2	49,2	312,2	285,2	9,3	5,983	47,4
2033	40,4	5,9	10,2	334,1	48,5	0,133	45,5	45,5	357,7	330,7	11,2	5,42	52,8
2034	36,7	5,3	10,3	370,8	53,8	0,148	42,3	42,3	400,0	373,0	13,2	4,923	57,7
2035	33,4	4,8	10,5	404,2	58,6	0,161	39,2	39,2	439,2	412,2	14,8	4,473	62,2
2036	30,4	4,4	10,7	434,6	63,0	0,174	36,5	36,5	475,7	448,7	16,7	4,075	66,3
2037	27,5	4,0	10,8	462,1	67,0	0,185	33,8	33,8	509,5	482,5	18,6	3,691	69,9
2038	25,0	3,6	11,0	487,1	70,6	0,195	31,4	31,4	540,9	513,9	20,4	3,354	73,3
2039	22,7	3,3	11,2	509,8	73,9	0,204	29,1	29,1	570,0	543,0	22,0	3,047	76,3
2040	20,7	3,0	11,5	530,5	76,9	0,212	27,1	27,1	597,1	570,1	23,6	2,776	79,1
2041	18,8	2,7	11,8	549,3	79,7	0,219	25,1	25,1	622,2	595,2	25,1	2,514	81,6
2042	17,0	2,5	12,1	566,3	82,1	0,226	23,3	23,3	645,5	618,5	27,0	2,284	83,9
2043	15,4	2,2	12,5	581,7	84,4	0,232	21,5	21,5	667,0	640,0	28,4	2,06	86,0
2044	12,9	1,9	12,0	594,6	86,2	0,237	18,2	18,2	685,2	658,2	29,1	1,723	87,7
2045	11,6	1,7	12,2	606,2	87,9	0,242	16,9	16,9	702,1	675,1	31,4	1,561	89,3
2046	10,6	1,5	12,7	616,8	89,5	0,246	15,7	15,7	717,8	690,8	32,5	1,418	90,7
2047	9,6	1,4	13,2	626,4	90,8	0,250	14,5	14,5	732,3	705,3	33,8	1,288	92,0
2048	8,8	1,3	13,9	635,2	92,1	0,254	13,5	13,5	745,8	718,8	34,8	1,174	93,1
2049	7,9	1,1	14,5	643,1	93,3	0,257	12,5	12,5	758,3	731,3	36,8	1,063	94,2
2050	7,2	1,0	15,5	650,3	94,3	0,260	11,6	11,6	769,9	742,9	37,9	0,966	95,2
2051	6,5	0,9	16,6	656,8	95,3	0,262	10,8	10,8	780,7	753,7	39,8	0,877	96,0
2052	6,0	0,9	18,3	662,8	96,1	0,265	10,1	10,1	790,8	763,8	40,6	0,799	96,8
2053	5,4	0,8	20,2	668,2	96,9	0,267	9,3	9,3	800,1	773,1	41,9	0,724	97,6
2054	4,1	0,6	19,2	672,3	97,5	0,268	7,0	7,0	807,1	780,1	41,4	0,545	98,1
2055	3,6	0,5	20,9	675,9	98,0	0,270	6,3	6,3	813,4	786,4	42,9	0,482	98,6
2056	3,1	0,4	22,8	679,0	98,5	0,271	5,6	5,6	819,0	792,0	44,6	0,421	99,0
2057	2,7	0,4	25,7	681,7	98,9	0,272	4,8	4,8	823,8	796,8	43,8	0,358	99,4
2058	2,4	0,3	30,8	684,1	99,2	0,273	4,5	4,5	828,3	801,3	46,7	0,325	99,7
2059	2,2	0,3	40,7	686,3	99,5	0,274	4,1	4,1	832,4	805,4	46,3	0,295	100,0
2060	2,0	0,3	62,5	688,3	99,8	0,275	3,8	3,8	836,2	809,2	47,4	0,269	100,3
2061	1,2	0,2	100,0	689,5	100,0	0,275	4,8	4,8	841,0	814,0	75,0	0,000	100,3

Таблица 4.1.6 – Характеристика основного фонда скважин. Возвратный объект. 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Перевод с других объектов	Ввод добыв-х скважин из прочих категорий	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс, м	Выбытие скважин			Фонд добывающих скважин		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добыв,	нагнет,					всего	в т,ч, доб	в т,ч, нагн	всего	в т.ч. мех. сп	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
2043	0	0	0	1	1	0	1,7	0	0	0	1	0	5,1	5,1
2044	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	4,8	4,9
2045	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	4,4	4,6
2046	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	4	4,2
2047	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	3,6	4
2048	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	3,3	3,7
2049	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	3	3,4
2050	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	2,7	3,2
2051	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	2,5	3
2052	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	2,2	2,8
2053	0	0	0	1	0	0	1,7	0	0	0	1	0	2	2,6
2054	0	0	0	2	1	0	3,4	0	0	0	2	0	2,1	2,5
2055	0	0	0	2	0	0	3,4	0	0	0	2	0	2	2,3
2056	0	0	0	2	0	0	3,4	0	0	0	2	0	1,8	2,1
2057	0	0	0	2	0	0	3,4	0	0	0	2	0	1,6	2
2058	0	0	0	2	0	0	3,4	0	0	0	2	0	1,5	1,8
2059	0	0	0	2	0	0	3,4	0	0	0	2	0	1,4	1,7
2060	0	0	0	4	2	0	6,8	0	0	0	4	0	1,2	1,6

Таблица 4.1.7 – Характеристика основных показателей разработки. Возвратный объект. 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс, т	Темп отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс,т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д,ед,	Годовая добыча жидкости, тыс,т		Накопл. добыча жидкости, тыс,т		Обвод. продук ции, %	Добыча нефтяного газа, млн,м <sup>3</sup>	
		нач	тек				всего	мех. спос	всего	мех. спос		годовая	накопленная
2043	0,1	0,5	0,5	0,1	0,5	0,001	0,1	0	0,1	0	0	0,026	0,03
2044	1,6	8,7	8,7	1,7	9,2	0,007	1,6	0	1,8	0	1,3	0,292	0,3
2045	1,4	7,6	8,4	3,2	17,4	0,012	1,5	0	3,3	0	3,6	0,264	0,6
2046	1,3	7,1	8,6	4,5	24,5	0,017	1,4	0	4,7	0	5,9	0,24	0,8
2047	1,2	6,5	8,6	5,7	31,0	0,022	1,3	0	6	0	8,1	0,218	1,0
2048	1,1	6,0	8,7	6,8	37,0	0,026	1,2	0	7,2	0	10,3	0,199	1,2
2049	1,0	5,4	8,6	7,8	42,4	0,030	1,1	0	8,3	0	12,4	0,18	1,4
2050	0,9	4,9	8,5	8,7	47,3	0,033	1,0	0	9,3	0	14,5	0,164	1,6
2051	0,8	4,3	8,2	9,5	51,6	0,036	1,0	0	10,3	0	16,5	0,149	1,7
2052	0,7	3,8	7,9	10,2	55,4	0,039	0,9	0	11,2	0	18,5	0,135	1,9
2053	0,7	3,8	8,5	10,9	59,2	0,042	0,8	0	12,1	0	20,5	0,123	2,0
2054	1,3	7,1	17,3	12,2	66,3	0,046	1,5	0	13,5	0	12,2	0,238	2,2
2055	1,3	7,1	21,0	13,5	73,4	0,051	1,5	0	15	0	13,3	0,239	2,5
2056	1,2	6,5	24,5	14,7	79,9	0,056	1,4	0	16,5	0	15,3	0,218	2,7
2057	1,1	6,0	29,7	15,8	85,9	0,060	1,3	0	17,8	0	17,3	0,197	2,9
2058	1,0	5,4	37,0	16,7	90,8	0,064	1,2	0	19	0	19,3	0,179	3,1
2059	0,9	4,9	52,9	17,6	95,7	0,067	1,1	0	20,1	0	21,2	0,163	3,2
2060	0,8	4,3	100,0	18,4	100,0	0,070	1,1	0	21,2	0	23,1	0,148	3,4

#### ***4.2 Экономические показатели вариантов разработки***

В настоящем разделе приведена оценка экономической эффективности вариантов разработки месторождения Караколь, а также выполнено экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлечения, достигаемого при каждом из рассматриваемых вариантов.

Технико-экономический анализ вариантов разработки выполнен на основании основных принципов экономической оценки инвестиционных проектов и соответствует требованиям действующих нормативных документов РК, а также общепринятой международной практике оценки эффективности проектов в нефтегазовой отрасли.

Для целей проведения технико-экономических расчётов разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, учитывающая принятую технологическую схему разработки, этапность вовлечения фонда скважин, условия функционирования недропользователя и действующую налоговую систему РК.

В расчётах отражены доходная часть проекта, эксплуатационные затраты, расходы периода, налоговые и иные обязательные платежи, отчисления в специальные фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации соответствующих вариантов разработки.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчётах, приведены в текущих ценах. Индексация капитальных вложений и эксплуатационных затрат выполнена с учётом инфляции на уровне 4,0% в год, индексация цен на готовую продукцию (нефть) принята на уровне 2,5% в год, что соответствует умеренно-консервативному сценарию макроэкономических допущений.

За расчётный интервал принят период, равный одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2026 год.

В оценку экономической эффективности проекта включены обязательства недропользователя, предусмотренные законодательством Республики Казахстан и условиями недропользования, в том числе:

- затраты на обучение, повышение квалификации и переподготовку работников в размере 1 % от затрат на добычу;
- отчисления на социально-экономическое развитие региона в размере 1 % от объёма инвестиций;
- формирование ликвидационного фонда в соответствии с утверждённой программой ликвидации месторождения и принятыми ликвидационными нормативами.

Экономическая оценка выполнена для трёх вариантов разработки месторождения, отличающихся технологическими решениями и интенсивностью вовлечения фонда скважин.

### **Подход к оценке экономической эффективности**

Экономическая эффективность вариантов разработки оценивалась на основе следующих показателей:

- суммарный денежный поток проекта;
- дисконтированный денежный поток недропользователя;
- чистая приведённая стоимость (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- индекс прибыльности инвестиций;
- срок окупаемости капитальных вложений.

В системе оценочных показателей также учтены:

- объём капитальных вложений;
- уровень эксплуатационных затрат на добычу нефти;
- влияние выбранной системы разработки на коэффициент нефтеизвлечения.

Каждый из перечисленных показателей по отдельности не является достаточным для принятия решения о целесообразности реализации проекта. Окончательная оценка эффективности вариантов разработки выполнена на основе комплексного анализа всех полученных интегральных показателей.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Кодексом Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК. и всеми изменениями и дополнениями, вступившими в силу на дату возникновения обязательства по удержанию, начислению и оплате налогов и прочих обязательных платежей в бюджет.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог по ставке 20% от налогооблагаемого дохода;
- социальный налог – 11%.
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества;
- налог на добычу полезных ископаемых – по шкале согласно НК в зависимости от объема годовой добычи;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно НК;
- обязательное социальное медицинское страхование-5%;

- налог на добавленную стоимость – 16%;
- прочие налоги и платежи в бюджет – 1%;

Результаты расчётов экономических показателей разработки месторождения Караколь по рекомендуемому варианту (Вариант 2) приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5 экономического раздела Проекта разработки. По альтернативным вариантам разработки результаты расчётов представлены в табличных приложениях П4.2.6-4.2.15.

По совокупности технико-экономических и экономических показателей вариант 2 характеризуется наилучшим соотношением между уровнем капитальных вложений, эксплуатационных затрат, объёмами добычи и достигаемым коэффициентом нефтеизвлечения, что позволяет рекомендовать данный вариант к реализации.

Таблица 4.2.2 - Капитальные вложения, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	-	2042	2043	2044	2045	-	2053	2054	-	2061
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН</b> (подземное строительство)																				
Ввод из бурения добывающих вертикальных скв	тыс.тг.	2 235 600	0	447120	447120	447120	447120	447120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	136 000	136000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на механизированный способ	тыс.тг.	490 000	315000	35000	35000	35000	35000	35000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	8 100	0	8100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	40 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10000	0	0	0	0	10000	0	20000
Вывод из наблюдательного фонда	тыс.тг.	36 000	36000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	2 945 700	487000	490220	482120	482120	482120	482120	0	0	0	0	10000	0	0	0	0	10000	0	20000
Итого с инфляцией	тыс.тг.	3 272 886	501610	519633	525511	539974	552027	564080	0	0	0	0	14700	0	0	0	0	17450	0	37900
<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>																				
Обустройство промысла																				
Обустройство скважины	тыс.тг.	46 980	0	9396	9396	9396	9396	9396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкидные линии	тыс.тг.	55 350	0	11070	11070	11070	11070	11070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Устейой подогреватель КТПН	тыс.тг.	81 880	0	16376	16376	16376	16376	16376	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Высоковольтные линии	тыс.тг.	230 000	0	46000	46000	46000	46000	46000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Автомобильные дороги	тыс.тг.	46 710	0	9342	9342	9342	9342	9342	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагнетательные линии	тыс.тг.	48 870	0	9774	9774	9774	9774	9774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего надземное строительство:	тыс.тг.	11 070	0	11070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	520 860	0	113028	101958	101958	101958	101958	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	тыс.тг.	581 170	0	119810	111134	114193	116742	119291	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	3 466 560	487000	603248	584078	584078	584078	584078	0	0	0	0	10000	0	0	0	0	10000	0	20000
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	3 854 056	501610	639443	636645	654167	668769	683371	0	0	0	0	14700	0	0	0	0	17450	0	37900

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 2 вариант

Производственный доход	Ед.и зм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Продажа продукции по направлениям															
Нефти															
на экспорт	тыс. т	332,259	6,162	12,772	17,121	18,063	19,562	20,156	20,307	19,499	17,782	16,267	14,888	13,7	12,5
на внутренний рынок	тыс. т	775,270	14,377	29,802	39,950	42,148	45,645	47,032	47,382	45,498	41,491	37,956	34,738	31,9	29,1
Цена реализации продукции															
Нефти															
на экспорт	тг/т		246240,00	256089,60	266333,18	276986,51	288065,97	299588,61	311572,16	324035,04	336996,44	350476,30	364495,35	37907,5,2	39423,8,2
на внутренний рынок	тг/т		96000,00	99840,00	103833,60	107986,94	112306,42	116798,68	121470,63	126329,45	131382,63	136637,93	142103,45	14778,7,6	15369,9,1
Производственная прибыль от реализации															
Нефти															
на экспорт	тыс. тг.	13637834 7,9	151724 5,95	327079 8,43	456000 8,94	500331 6,54	563520 9,48	603863 0,00	632698 9,04	631836 7,39	599238 6,75	570119 0,26	542652 9,70	51813 67,0	49231 76,2
на внутренний рынок	тыс. тг.	12406087 5,2	138021 0,74	297538 5,19	414815 6,28	455142 5,05	512624 6,45	549323 0,67	575554 5,58	574770 2,63	545116 4,04	518626 7,94	493641 4,28	47133 94,3	44785 22,9
Итоговый производственный доход	тыс. тг.	260 439 223,10	289745 6,70	624618 3,62	870816 5,23	955474 1,59	107614 55,93	115318 60,67	120825 34,62	120660 70,01	114435 50,79	108874 58,20	103629 43,98	98947 61,3	94016 99,1

## Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
<b>Продажа продукции по направлениям</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс. т	11,4	10,5	9,7	8,8	8,1	7,5	7,0	6,4	5,9	5,5	5,1	4,7	4,3
на внутренний рынок	тыс. т	26,7	24,5	22,5	20,6	19,0	17,5	16,3	15,0	13,8	12,7	11,8	10,9	10,1
<b>Цена реализации продукции</b>														
Нефти														
на экспорт	тг/т	410007,7	426408,0	443464,3	461202,9	479651,0	498837,1	518790,5	539542,2	561123,8	583568,8	606911,6	631188,0	656435,5
на внутренний рынок	тг/т	159847,1	166240,9	172890,6	179806,2	186998,4	194478,4	202257,5	210347,8	218761,7	227512,2	236612,7	246077,2	255920,3
<b>Производственная прибыль от реализации</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс.т г.	469283 3,2	447572 3,4	428238 3,2	407852 7,4	389719 8,6	373120 2,6	362871 2,3	346595 5,3	332183 6,9	318670 2,7	306757 8,8	294173 7,0	283113 7,2
на внутренний рынок	тыс.т г.	426898 4,1	407148 3,3	389560 4,3	371016 1,4	354520 9,9	339420 6,4	330097 2,9	315291 5,8	302181 3,9	289888 4,8	279052 0,0	267604 4,1	257543 3,5
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.т г.	<b>896181 7,2</b>	<b>854720 6,6</b>	<b>817798 6,5</b>	<b>778868 8,7</b>	<b>744240 8,6</b>	<b>712540 8,9</b>	<b>692968 5,2</b>	<b>661887 1,0</b>	<b>634365 0,8</b>	<b>608558 7,5</b>	<b>585809 8,8</b>	<b>561778 1,1</b>	<b>540657 0,7</b>

## Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
<b>Продажа продукции по направлениям</b>											
Нефти											
на экспорт	тыс. т	4,0	3,7	3,4	3,2	2,9	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0
на внутренний рынок	тыс. т	9,3	8,7	8,0	7,4	6,9	6,1	5,6	5,3	4,9	4,7
<b>Цена реализации продукции</b>											
Нефти											
на экспорт	тг/т	682693,0	710000,7	738400,7	767936,7	798654,2	830600,4	863824,4	898377,4	934312,5	971685,0
на внутренний рынок	тг/т	266157,1	276803,4	287875,5	299390,5	311366,2	323820,8	336773,6	350244,6	364254,4	378824,5
<b>Производственная прибыль от реализации</b>											
Нефти											
на экспорт	тыс.тг.	2727989,2	2637986,9	2542765,1	2425692,2	2345210,8	2183031,1	2074428,1	2024132,6	1978746,6	1941622,1
на внутренний рынок	тыс.тг.	2481601,6	2399728,2	2313106,7	2206607,6	2133395,1	1985863,2	1887069,1	1841316,2	1800029,4	1766257,9
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.тг.	<b>5209590,8</b>	<b>5037715,0</b>	<b>4855871,7</b>	<b>4632299,8</b>	<b>4478605,9</b>	<b>4168894,3</b>	<b>3961497,2</b>	<b>3865448,7</b>	<b>3778776,0</b>	<b>3707880,0</b>

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ</b>															
<b>(Себестоимость продукции)</b>															
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	<b>1 551</b> <b>966,28</b>	20 000,00	20 800,00	21 632,00	22 497,28	23 397,17	24 333,06	25 306,38	26 318,64	27 371,38	28 466,24	29 604,89	30 789,08	32 020,64
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	<b>297</b> <b>864,44</b>	2 640,44	4 859,25	6 692,06	7 538,47	8 366,65	9 097,51	9 749,66	10 001,10	9 827,26	9 689,84	9 560,68	9 465,88	9 326,09
Затраты на материалы	тыс.тг.	<b>11 141</b> <b>702,57</b>	103 707,75	223 567,67	311 688,60	341 989,84	385 181,38	412 756,24	432 466,34	431 877,02	409 595,39	389 691,34	370 917,57	354 160,06	336 512,04
Затраты условно-постоянные зависящие от фонда скважин	тыс.тг.	<b>5 184</b> <b>424,88</b>	33 948,00	35 305,92	61 196,93	70 009,29	79 428,72	89 489,69	100 228,45	104 237,59	108 407,09	112 743,38	117 253,11	121 943,23	126 820,96
Услуги производственного характера выполняемые сторонними организациями	тыс.тг.	<b>4 617</b> <b>864,71</b>	60 536,00	62 957,44	65 475,74	68 094,77	70 818,56	73 651,30	76 597,35	79 661,25	82 847,70	86 161,60	89 608,07	93 192,39	96 920,09
Ремонт скважин	тыс.тг.	<b>1 938</b> <b>890,60</b>	12 696,00	13 203,84	22 886,66	26 182,33	29 705,05	33 467,69	37 483,81	38 983,16	40 542,49	42 164,19	43 850,76	45 604,79	47 428,98
Прочие расходы	тыс.тг.	<b>2 812</b> <b>926,60</b>	18 860,00	19 614,40	33 998,29	38 894,05	44 127,06	49 716,49	55 682,47	57 909,77	60 226,16	62 635,21	65 140,62	67 746,24	70 456,09
Аренда	тыс.тг.	<b>1 159</b> <b>119,38</b>	7 590,00	7 893,60	13 682,24	15 652,48	17 758,45	20 007,86	22 408,80	23 305,15	24 237,36	25 206,85	26 215,13	27 263,73	28 354,28
Расходы на экологию	тыс.тг.	<b>513</b> <b>127,63</b>	5 708,68	12 306,48	17 157,17	18 825,13	21 202,64	22 720,53	23 805,49	23 773,05	22 546,54	21 450,90	20 417,48	19 495,05	18 523,60
Затраты на страхование	тыс.тг.	<b>247</b> <b>416,10</b>	2 318,70	2 411,45	4 179,84	4 781,74	5 425,10	6 112,28	6 845,75	7 119,58	7 404,37	7 700,54	8 008,56	8 328,91	8 662,06
Затраты на оплату труда ОПШ	тыс.тг.	<b>10 888</b> <b>697,24</b>	71 300,00	74 152,00	128 530,13	147 038,47	166 821,83	187 952,60	210 506,91	218 927,18	227 684,27	236 791,64	246 263,31	256 113,84	266 358,39
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг.	<b>40 354</b> <b>000,43</b>	<b>339</b> <b>305,57</b>	<b>477</b> <b>072,05</b>	<b>687</b> <b>119,66</b>	<b>761</b> <b>503,85</b>	<b>852</b> <b>232,62</b>	<b>929</b> <b>305,24</b>	<b>1 001</b> <b>081,41</b>	<b>1 022</b> <b>113,49</b>	<b>1 020</b> <b>690,00</b>	<b>1 022</b> <b>701,73</b>	<b>1 026</b> <b>840,17</b>	<b>1 034</b> <b>103,20</b>	<b>1 041</b> <b>383,23</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПШ (соц.налог)	тыс.тг.	<b>2 318</b> <b>813,29</b>	12 734,18	13 985,07	25 526,08	30 672,23	35 633,14	40 146,67	44 964,28	46 762,85	48 633,36	50 578,69	52 601,84	54 705,92	56 894,15
Налог на имущество	тыс.тг.	<b>322</b> <b>608,43</b>	143,08	3 290,37	10 053,62	16 670,20	22 392,33	27 463,44	31 961,57	31 522,47	26 793,29	22 773,81	19 357,44	16 453,65	13 985,50
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	<b>12 570</b> <b>734,56</b>	139 852,82	301 487,29	420 320,84	461 182,92	519 427,93	556 613,39	583 193,01	582 398,31	552 350,90	525 509,74	500 192,78	477 594,79	453 795,95
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг.	<b>55 566</b> <b>156,71</b>	<b>492</b> <b>035,65</b>	<b>795</b> <b>834,78</b>	<b>1 143</b> <b>020,21</b>	<b>1 270</b> <b>029,18</b>	<b>1 429</b> <b>686,02</b>	<b>1 553</b> <b>528,74</b>	<b>1 661</b> <b>200,27</b>	<b>1 682</b> <b>797,12</b>	<b>1 648</b> <b>467,54</b>	<b>1 621</b> <b>563,96</b>	<b>1 598</b> <b>992,23</b>	<b>1 582</b> <b>857,56</b>	<b>1 566</b> <b>058,83</b>
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг.	<b>10 619</b> <b>382,15</b>	<b>75</b> <b>347,31</b>	<b>70</b> <b>085,81</b>	<b>121</b> <b>854,57</b>	<b>139</b> <b>844,82</b>	<b>159</b> <b>183,24</b>	<b>179</b> <b>959,19</b>	<b>202</b> <b>268,00</b>	<b>211</b> <b>130,68</b>	<b>220</b> <b>410,85</b>	<b>230</b> <b>130,36</b>	<b>240</b> <b>312,34</b>	<b>231</b> <b>450,56</b>	<b>241</b> <b>851,27</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	<b>6 596</b> <b>443,03</b>	43 194,00	44 921,76	77 864,38	89 076,86	101 061,74	113 862,90	127 526,44	132 627,50	137 932,60	143 449,90	149 187,90	155 155,42	161 361,63
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	<b>1 792</b> <b>797,83</b>	4 967,31	5 372,64	9 685,08	11 522,92	13 596,21	15 931,14	18 556,59	20 070,81	21 708,58	23 480,00	25 395,97	27 468,28	29 709,69

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Другие административные расходы	тыс.тг.	<b>2 230</b> <b>141,28</b>	27 186,00	19 791,41	34 305,11	39 245,04	44 525,28	50 165,15	56 184,97	58 432,37	60 769,67	63 200,45	65 728,47	48 826,86	50 779,94
<b>Общехозяйственные расходы</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>1 417</b> <b>026,46</b>	<b>120</b> <b>678,38</b>	<b>11</b> <b>385,95</b>	<b>29</b> <b>474,32</b>	<b>37</b> <b>695,43</b>	<b>40</b> <b>098,74</b>	<b>43</b> <b>309,13</b>	<b>46</b> <b>040,49</b>	<b>48</b> <b>608,17</b>	<b>31</b> <b>149,49</b>	<b>30</b> <b>932,19</b>	<b>30</b> <b>990,37</b>	<b>31</b> <b>115,11</b>	<b>31</b> <b>334,25</b>
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	<b>471</b> <b>143,64</b>	37 417,40	3 393,06	9 786,82	12 067,53	12 870,15	13 922,07	14 813,33	15 651,62	10 221,13	10 206,90	10 227,02	10 268,40	10 341,03
НИОКР	тыс.тг.	<b>463</b> <b>000,64</b>	37 417,40	3 393,06	9 786,82	12 067,53	12 870,15	13 922,07	14 813,33	15 651,62	10 221,13	10 206,90	10 227,02	10 268,40	10 341,03
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	<b>491</b> <b>025,18</b>	45 843,58	4 599,84	9 900,68	13 560,37	14 358,44	15 464,99	16 413,84	17 304,93	10 707,22	10 518,39	10 536,34	10 578,31	10 652,18
<b>Итого не производственные затраты</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>74 498</b> <b>190,73</b>	<b>754</b> <b>035,03</b>	<b>1 299</b> <b>571,98</b>	<b>1 821</b> <b>816,00</b>	<b>1 981</b> <b>163,37</b>	<b>2 364</b> <b>524,74</b>	<b>2 563</b> <b>111,25</b>	<b>2 662</b> <b>601,50</b>	<b>2 750</b> <b>772,78</b>	<b>2 627</b> <b>518,51</b>	<b>2 488</b> <b>182,60</b>	<b>2 509</b> <b>306,90</b>	<b>2 480</b> <b>650,63</b>	<b>2 448</b> <b>185,69</b>
<b>Итого затраты</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>130 064</b> <b>347,44</b>	<b>1 246</b> <b>070,69</b>	<b>2 095</b> <b>406,76</b>	<b>2 964</b> <b>836,20</b>	<b>3 251</b> <b>192,56</b>	<b>3 794</b> <b>210,76</b>	<b>4 116</b> <b>639,99</b>	<b>4 323</b> <b>801,77</b>	<b>4 433</b> <b>569,90</b>	<b>4 275</b> <b>986,05</b>	<b>4 109</b> <b>746,57</b>	<b>4 108</b> <b>299,13</b>	<b>4 063</b> <b>508,19</b>	<b>4 014</b> <b>244,51</b>
<b>Доходы (убытки)</b>															
Производственный доход	тыс.тг.	<b>260 439</b> <b>223,10</b>	2 897 456,70	6 246 183,62	8 708 165,23	9 554 741,59	10 761 455,93	11 531 860,67	12 082 534,62	12 066 070,01	11 443 550,79	10 887 458,20	10 362 943,98	9 894 761,25	9 401 699,12
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	<b>130 064</b> <b>347,44</b>	1 246 070,69	2 095 406,76	2 964 836,20	3 251 192,56	3 794 210,76	4 116 639,99	4 323 801,77	4 433 569,90	4 275 986,05	4 109 746,57	4 108 299,13	4 063 508,19	4 014 244,51
<b>Операционный доход</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>130 374</b> <b>875,66</b>	<b>1 651</b> <b>386,01</b>	<b>4 150</b> <b>776,86</b>	<b>5 743</b> <b>329,02</b>	<b>6 303</b> <b>549,03</b>	<b>6 967</b> <b>245,17</b>	<b>7 415</b> <b>220,68</b>	<b>7 758</b> <b>732,85</b>	<b>7 632</b> <b>500,11</b>	<b>7 167</b> <b>564,75</b>	<b>6 777</b> <b>711,64</b>	<b>6 254</b> <b>644,85</b>	<b>5 831</b> <b>253,06</b>	<b>5 387</b> <b>454,60</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	<b>3 740</b> <b>134,24</b>	3 904,04	22 080,80	60 554,89	99 853,48	151 611,83	206 541,56	265 342,54	254 724,38	232 257,09	212 451,37	194 426,47	178 495,03	163 073,01
<b>Балансовая прибыль</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>126 634</b> <b>741,42</b>	<b>1 647</b> <b>481,97</b>	<b>4 128</b> <b>696,06</b>	<b>5 682</b> <b>774,13</b>	<b>6 203</b> <b>695,56</b>	<b>6 815</b> <b>633,34</b>	<b>7 208</b> <b>679,12</b>	<b>7 493</b> <b>390,31</b>	<b>7 377</b> <b>775,73</b>	<b>6 935</b> <b>307,66</b>	<b>6 565</b> <b>260,27</b>	<b>6 060</b> <b>218,38</b>	<b>5 652</b> <b>758,03</b>	<b>5 224</b> <b>381,59</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	<b>3 806</b> <b>683,85</b>	4 160,48	77 810,87	161 475,44	232 402,74	295 458,56	351 329,84	401 060,86	340 856,61	289 701,05	246 229,65	209 285,45	177 886,79	151 200,26
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	<b>126 568</b> <b>191,82</b>	1 647 225,53	4 072 965,99	5 581 853,58	6 071 146,29	6 671 786,61	7 063 890,84	7 357 672,00	7 291 643,51	6 877 863,70	6 531 481,99	6 045 359,40	5 653 366,27	5 236 254,34
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	<b>126 568</b> <b>191,82</b>	1 647 225,53	4 072 965,99	5 581 853,58	6 071 146,29	6 671 786,61	7 063 890,84	7 357 672,00	7 291 643,51	6 877 863,70	6 531 481,99	6 045 359,40	5 653 366,27	5 236 254,34
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	<b>25 313</b> <b>638,36</b>	329 445,11	814 593,20	1 116 370,72	1 214 229,26	1 334 357,32	1 412 778,17	1 471 534,40	1 458 328,70	1 375 572,74	1 306 296,40	1 209 071,88	1 130 673,25	1 047 250,87
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>101 321</b> <b>103,05</b>	1 318 036,86	3 314 102,86	4 566 403,42	4 989 466,30	5 481 276,02	5 795 900,96	6 021 855,91	5 919 447,03	5 559 734,92	5 258 963,87	4 851 146,50	4 522 084,78	4 177 130,72
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	<b>23 927</b> <b>372,97</b>	356 257,28	1 133 375,70	1 512 552,07	1 622 248,46	1 710 850,25	1 773 461,90	1 827 673,38	1 785 981,20	1 667 528,12	1 577 986,39	1 381 941,98	1 236 297,04	1 079 910,78
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>77 393</b> <b>730,09</b>	<b>961</b> <b>779,59</b>	<b>2 180</b> <b>727,16</b>	<b>3 053</b> <b>851,35</b>	<b>3 367</b> <b>217,83</b>	<b>3 770</b> <b>425,77</b>	<b>4 022</b> <b>439,05</b>	<b>4 194</b> <b>182,53</b>	<b>4 133</b> <b>465,83</b>	<b>3 892</b> <b>206,79</b>	<b>3 680</b> <b>977,48</b>	<b>3 469</b> <b>204,52</b>	<b>3 285</b> <b>787,73</b>	<b>3 097</b> <b>219,94</b>

## Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>														
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	33 301,47	34 633,53	36 018,87	37 459,62	38 958,01	40 516,33	42 136,98	43 822,46	45 575,36	47 398,38	49 294,31	51 266,08	53 316,73
Затраты на химреагенты	тыс.тг	9 220,16	9 121,49	9 055,06	8 945,06	8 866,88	8 790,34	8 697,39	8 615,59	8 563,81	8 517,72	8 500,76	8 441,97	8 412,03
Затраты на материалы	тыс.тг	320 767,49	305 927,46	292 712,08	278 778,07	266 383,77	255 037,51	248 032,03	236 907,15	227 056,28	217 819,51	209 677,08	201 075,46	193 515,67
Затраты условно-постоянные	тыс.тг	131 893,80	137 169,55	142 656,34	148 362,59	154 297,09	160 468,98	166 887,74	173 563,25	180 505,78	187 726,01	195 235,05	203 044,45	211 166,23
Услуги производственного характера	тыс.тг	100 796,89	104 828,77	109 021,92	113 382,79	117 918,10	122 634,83	127 540,22	132 641,83	137 947,50	143 465,40	149 204,02	155 172,18	161 379,07
Ремонт скважин	тыс.тг	49 326,14	51 299,18	53 351,15	55 485,20	57 704,60	60 012,79	62 413,30	64 909,83	67 506,23	70 206,47	73 014,73	75 935,32	78 972,74
Прочие расходы	тыс.тг	73 274,33	76 205,31	63 402,82	65 938,93	68 576,49	71 319,55	92 715,41	96 424,03	100 280,99	104 292,23	108 463,92	112 802,47	117 314,57
Аренда	тыс.тг	29 488,45	30 667,99	31 894,71	33 170,50	34 497,32	35 877,21	37 312,30	38 804,79	40 356,98	41 971,26	43 650,11	45 396,12	47 211,96
Расходы на экологию	тыс.тг	17 656,93	16 840,04	16 112,59	15 345,58	14 663,33	14 038,76	13 653,14	13 040,76	12 498,51	11 990,06	11 541,86	11 068,37	10 652,24
Затраты на страхование	тыс.тг	9 008,54	9 368,89	9 743,64	10 133,39	10 538,72	10 960,27	11 398,68	5 644,33	5 870,11	6 104,91	6 349,11	6 603,07	6 867,19
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	277 012,73	288 093,24	299 616,97	311 601,65	324 065,71	337 028,34	350 509,47	364 529,85	379 111,05	394 275,49	410 046,51	426 448,37	443 506,30
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>1 051 746,93</b>	<b>1 064 155,45</b>	<b>1 063 586,14</b>	<b>1 078 603,38</b>	<b>1 096 470,03</b>	<b>1 116 684,90</b>	<b>1 161 296,66</b>	<b>1 178 903,88</b>	<b>1 205 272,60</b>	<b>1 233 767,44</b>	<b>1 264 977,45</b>	<b>1 297 253,87</b>	<b>1 332 314,73</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	59 169,92	61 536,72	63 998,18	66 558,11	69 220,44	71 989,25	74 868,82	77 863,58	80 978,12	84 217,24	87 585,93	91 089,37	94 732,95
Налог на имущество	тыс.тг	11 887,61	10 104,43	8 588,74	7 300,42	6 205,35	5 368,25	4 656,72	3 958,21	3 364,48	2 859,81	2 430,84	2 066,21	1 756,28
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	432 563,98	412 551,78	394 730,47	375 940,07	359 226,01	343 925,25	334 478,17	319 475,96	306 191,78	293 735,73	282 755,43	271 155,91	260 961,33
<b>Итого произв-х затрат</b>	тыс.тг	<b>1 555 368,44</b>	<b>1 548 348,38</b>	<b>1 530 903,54</b>	<b>1 528 401,97</b>	<b>1 531 121,83</b>	<b>1 537 967,66</b>	<b>1 575 300,38</b>	<b>1 580 201,63</b>	<b>1 595 806,98</b>	<b>1 614 580,22</b>	<b>1 637 749,65</b>	<b>1 661 565,37</b>	<b>1 689 765,28</b>
Административные расходы	тыс.тг	252 761,24	264 208,47	276 222,66	288 835,40	302 080,27	315 992,94	330 611,42	345 976,09	362 130,00	379 118,95	396 991,77	415 800,48	435 600,54
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	167 816,10	174 528,74	181 509,89	188 770,29	196 321,10	204 173,94	212 340,90	220 834,54	229 667,92	238 854,64	248 408,82	258 345,17	268 678,98
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	32 134,01	34 756,14	37 592,24	40 659,77	43 977,61	47 566,18	51 447,58	55 645,70	60 186,39	65 097,60	70 409,56	76 154,98	82 369,23
Др. административные расходы	тыс.тг	52 811,14	54 923,58	57 120,53	59 405,35	61 781,56	64 252,82	66 822,94	69 495,85	72 275,69	75 166,71	78 173,38	81 300,32	84 552,33

Составляющие	Ед.изм	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.т г.	<b>31 554,84</b>	<b>31 867,96</b>	<b>32 243,34</b>	<b>32 230,02</b>	<b>32 680,40</b>	<b>33 220,90</b>	<b>34 273,76</b>	<b>35 181,64</b>	<b>35 718,93</b>	<b>36 515,37</b>	<b>37 378,18</b>	<b>38 323,11</b>	<b>39 300,85</b>
Затраты на обучение персонала	тыс.т г.	10 413,83	10 517,47	10 960,23	10 958,29	11 108,33	11 291,50	11 646,06	11 955,70	12 140,86	12 409,92	12 702,83	13 023,56	13 355,77
НИОКР	тыс.т г.	10 413,83	10 517,47	10 641,55	10 635,86	10 786,03	10 964,70	11 313,85	11 612,97	11 789,04	12 052,73	12 337,67	12 649,77	12 972,54
Выделение средств на социальные проекты	тыс.т г.	10 727,17	10 833,02	10 960,23	10 958,29	11 108,33	11 291,50	11 646,06	11 955,70	12 140,86	12 409,92	12 702,83	13 023,56	13 355,77
<b>Итого не произв-ые затраты</b>	тыс.т г.	<b>2 421 832,63</b>	<b>2 349 986,15</b>	<b>2 324 754,47</b>	<b>2 254 460,49</b>	<b>2 222 563,57</b>	<b>2 205 382,12</b>	<b>2 206 327,24</b>	<b>2 150 244,91</b>	<b>2 118 821,84</b>	<b>2 120 167,17</b>	<b>2 114 046,20</b>	<b>2 081 907,41</b>	<b>2 140 766,32</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.т г.	<b>3 977 201,06</b>	<b>3 898 334,53</b>	<b>3 855 658,01</b>	<b>3 782 862,46</b>	<b>3 753 685,40</b>	<b>3 743 349,77</b>	<b>3 781 627,61</b>	<b>3 730 446,54</b>	<b>3 714 628,82</b>	<b>3 734 747,39</b>	<b>3 751 795,85</b>	<b>3 743 472,78</b>	<b>3 830 531,60</b>
<b>Доходы (убытки)</b>														
Производственный доход	тыс.т г.	8 961 817,25	8 547 206,63	8 177 986,53	7 788 688,74	7 442 408,59	7 125 408,95	6 929 685,23	6 618 871,03	6 343 650,80	6 085 587,49	5 858 098,82	5 617 781,15	5 406 570,68
Расходы на реализованную продукцию	тыс.т г.	3 977 201,06	3 898 334,53	3 855 658,01	3 782 862,46	3 753 685,40	3 743 349,77	3 781 627,61	3 730 446,54	3 714 628,82	3 734 747,39	3 751 795,85	3 743 472,78	3 830 531,60
<b>Операционный доход</b>	тыс.т г.	<b>4 984 616,19</b>	<b>4 648 872,10</b>	<b>4 322 328,51</b>	<b>4 005 826,28</b>	<b>3 688 723,19</b>	<b>3 382 059,17</b>	<b>3 148 057,62</b>	<b>2 888 424,49</b>	<b>2 629 021,98</b>	<b>2 350 840,11</b>	<b>2 106 302,96</b>	<b>1 874 308,37</b>	<b>1 576 039,08</b>
Амортизационные отчисления	тыс.т г.	149 461,98	137 063,07	126 097,35	115 475,12	106 096,93	99 626,87	93 163,59	85 562,39	78 850,54	72 733,49	67 321,71	62 076,88	57 445,17
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.т г.	<b>4 835 154,20</b>	<b>4 511 809,04</b>	<b>4 196 231,16</b>	<b>3 890 351,16</b>	<b>3 582 626,26</b>	<b>3 282 432,31</b>	<b>3 054 894,02</b>	<b>2 802 862,10</b>	<b>2 550 171,44</b>	<b>2 278 106,62</b>	<b>2 038 981,25</b>	<b>1 812 231,49</b>	<b>1 518 593,90</b>
Амортизационные отчисления	тыс.т г.	128 518,12	109 239,14	92 852,51	78 924,18	67 085,28	59 227,32	50 343,13	42 791,60	36 372,82	30 916,88	26 279,33	22 337,43	18 986,81
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.т г.	4 856 098,07	4 539 632,97	4 229 476,00	3 926 902,10	3 621 637,91	3 322 831,85	3 097 714,49	2 845 632,89	2 592 649,15	2 319 923,23	2 080 023,63	1 851 970,95	1 557 052,27
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.т г.	4 856 098,07	4 539 632,97	4 229 476,00	3 926 902,10	3 621 637,91	3 322 831,85	3 097 714,49	2 845 632,89	2 592 649,15	2 319 923,23	2 080 023,63	1 851 970,95	1 557 052,27
Корпоративный подоходный налог	тыс.т г.	971 219,61	907 926,59	845 895,20	785 380,42	724 327,58	664 566,37	619 542,90	569 126,58	518 529,83	463 984,65	416 004,73	370 394,19	311 410,45
<b>Чистая прибыль (дефицит)</b>	тыс.т г.	<b>3 863 934,59</b>	<b>3 603 882,44</b>	<b>3 350 335,96</b>	<b>3 104 970,74</b>	<b>2 858 298,68</b>	<b>2 617 865,94</b>	<b>2 435 351,12</b>	<b>2 233 735,52</b>	<b>2 031 641,60</b>	<b>1 814 121,97</b>	<b>1 622 976,52</b>	<b>1 441 837,30</b>	<b>1 207 183,45</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.т г.	934 768,90	827 261,25	711 686,91	618 091,59	516 910,02	415 570,39	345 799,16	280 959,64	216 630,31	154 964,93	102 129,39	68 824,11	20 540,96
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.т г.	<b>2 929 165,68</b>	<b>2 776 621,19</b>	<b>2 638 649,06</b>	<b>2 486 879,15</b>	<b>2 341 388,66</b>	<b>2 202 295,55</b>	<b>2 089 551,97</b>	<b>1 952 775,88</b>	<b>1 815 011,30</b>	<b>1 659 157,04</b>	<b>1 520 847,14</b>	<b>1 373 013,19</b>	<b>1 186 642,49</b>

## Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	55 449,40	57 667,37	59 974,07	62 373,03	64 867,95	67 462,67	70 161,17	72 967,62	75 886,33	78 921,78
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	8 387,21	8 390,67	8 352,43	8 069,02	7 943,24	7 319,68	7 182,39	7 194,89	7 211,01	7 250,75
Затраты на материалы	тыс.тг.	186 465,23	180 313,34	173 804,68	439 761,41	432 906,40	398 922,76	391 440,27	392 121,57	392 999,98	395 166,12
Затраты условно-постоянные зависящие от фонда скважин	тыс.тг.	219 612,88	228 397,39	220 566,62	229 389,29	220 213,72	190 851,89	158 788,77	144 497,78	128 809,45	89 307,89
Услуги производственного характера выполняемые сторонними организациями	тыс.тг.	167 834,23	174 547,60	181 529,50	188 790,68	196 342,31	204 196,00	212 363,84	220 858,40	229 692,73	159 253,63
Ремонт скважин	тыс.тг.	82 131,64	85 416,91	82 488,33	85 787,86	82 356,35	71 375,50	59 384,42	54 039,82	48 172,64	33 399,70
Прочие расходы	тыс.тг.	122 007,15	126 887,44	122 537,01	127 438,49	122 340,95	106 028,83	88 215,98	80 276,55	71 560,81	49 615,49
Аренда	тыс.тг.	49 100,44	51 064,46	49 313,68	51 286,22	49 234,77	42 670,14	35 501,55	32 306,41	28 798,86	19 967,21
Расходы на экологию	тыс.тг.	10 264,14	9 925,50	9 567,23	9 126,74	8 823,93	8 213,72	7 805,10	7 615,86	7 445,09	7 305,41
Затраты на страхование	тыс.тг.	7 141,88	7 427,56	7 172,90	7 459,81	7 161,42	6 206,57	5 163,86	4 699,11	4 188,93	2 904,32
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	461 246,56	479 696,42	463 249,68	481 779,67	462 508,48	400 840,69	333 499,45	303 484,50	270 534,76	187 570,76
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг.	<b>1 369 640,77</b>	<b>1 409 734,66</b>	<b>1 378 556,13</b>	<b>1 691 262,23</b>	<b>1 654 699,53</b>	<b>1 504 088,44</b>	<b>1 369 506,82</b>	<b>1 320 062,52</b>	<b>1 265 300,58</b>	<b>1 030 663,07</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	98 522,26	102 463,16	98 950,13	102 908,14	98 791,81	85 619,57	71 235,48	64 824,29	57 786,22	40 065,12
Налог на имущество	тыс.тг.	1 492,84	1 268,91	1 078,57	1 028,03	985,07	837,31	711,71	604,96	514,21	678,69
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	251 453,61	243 157,61	234 380,50	223 589,25	216 170,84	201 221,85	191 211,33	186 575,31	182 391,84	178 969,88
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг.	<b>1 721 109,48</b>	<b>1 756 624,33</b>	<b>1 712 965,34</b>	<b>2 018 787,66</b>	<b>1 970 647,25</b>	<b>1 791 767,18</b>	<b>1 632 665,34</b>	<b>1 572 067,08</b>	<b>1 505 992,86</b>	<b>1 250 376,75</b>
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг.	<b>456 451,12</b>	<b>478 415,34</b>	<b>465 734,79</b>	<b>488 390,18</b>	<b>472 874,13</b>	<b>413 447,21</b>	<b>347 122,95</b>	<b>318 848,73</b>	<b>286 981,39</b>	<b>200 957,07</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	279 426,14	290 603,19	280 639,65	291 865,23	280 190,62	242 831,87	202 036,12	183 852,87	163 891,70	113 631,58
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	89 090,56	96 360,35	96 778,83	104 675,98	104 508,50	94 197,00	81 506,78	77 138,01	71 513,55	51 566,04
Другие административные расходы	тыс.тг.	87 934,42	91 451,80	88 316,31	91 848,96	88 175,00	76 418,34	63 580,06	57 857,85	51 576,14	35 759,46
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг.	<b>40 362,45</b>	<b>41 492,85</b>	<b>42 706,97</b>	<b>41 783,75</b>	<b>51 679,20</b>	<b>50 157,78</b>	<b>45 624,23</b>	<b>41 541,45</b>	<b>40 017,29</b>	<b>38 359,19</b>
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	13 716,16	14 100,03	14 512,28	14 212,63	17 504,96	17 063,79	15 542,46	14 151,31	13 616,04	13 053,18
НИОКР	тыс.тг.	13 323,15	13 696,41	14 097,35	13 785,56	17 087,12	16 547,00	15 040,88	13 695,07	13 200,63	12 653,01
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	13 716,16	14 100,03	14 512,28	14 212,63	17 504,96	17 063,79	15 542,46	14 151,31	13 616,04	13 053,18
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.тг.	<b>2 081 615,72</b>	<b>2 033 484,27</b>	<b>1 949 829,06</b>	<b>1 889 095,65</b>	<b>1 823 418,86</b>	<b>1 659 251,52</b>	<b>1 516 670,23</b>	<b>1 445 577,77</b>	<b>1 377 057,72</b>	<b>1 259 488,45</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг.	<b>3 802 725,20</b>	<b>3 790 108,60</b>	<b>3 662 794,40</b>	<b>3 907 883,30</b>	<b>3 794 066,12</b>	<b>3 451 018,70</b>	<b>3 149 335,58</b>	<b>3 017 644,85</b>	<b>2 883 050,58</b>	<b>2 509 865,20</b>
<b>Доходы (убытки)</b>											
Производственный доход	тыс.тг.	5 209 590,81	5 037 715,04	4 855 871,75	4 632 299,79	4 478 605,89	4 168 894,28	3 961 497,18	3 865 448,74	3 778 776,02	3 707 880,01

Составляющие	Ед.изм	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	3 802 725,20	3 790 108,60	3 662 794,40	3 907 883,30	3 794 066,12	3 451 018,70	3 149 335,58	3 017 644,85	2 883 050,58	2 509 865,20
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг.	<b>1 406</b> <b>865,60</b>	<b>1 247</b> <b>606,44</b>	<b>1 193</b> <b>077,35</b>	<b>724</b> <b>416,49</b>	<b>684</b> <b>539,77</b>	<b>717</b> <b>875,58</b>	<b>812</b> <b>161,60</b>	<b>847</b> <b>803,88</b>	<b>895</b> <b>725,44</b>	<b>1 198</b> <b>014,81</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	53 223,31	49 487,85	45 866,84	46 996,64	43 689,76	39 104,29	35 729,71	33 522,53	31 510,45	64 711,29
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг.	<b>1 353</b> <b>642,29</b>	<b>1 198</b> <b>118,60</b>	<b>1 147</b> <b>210,51</b>	<b>677</b> <b>419,84</b>	<b>640</b> <b>850,01</b>	<b>678</b> <b>771,29</b>	<b>776</b> <b>431,89</b>	<b>814</b> <b>281,36</b>	<b>864</b> <b>214,99</b>	<b>1 133</b> <b>303,53</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	16 138,78	13 717,96	11 660,27	12 528,73	10 649,42	9 052,01	7 694,20	6 540,07	5 559,06	10 410,20
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	1 390 726,82	1 233 888,48	1 181 417,08	711 887,76	673 890,36	708 823,58	804 467,40	841 263,81	890 166,38	1 187 604,61
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	1 390 726,82	1 233 888,48	1 181 417,08	711 887,76	673 890,36	708 823,58	804 467,40	841 263,81	890 166,38	1 187 604,61
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	278 145,36	246 777,70	236 283,42	142 377,55	134 778,07	141 764,72	160 893,48	168 252,76	178 033,28	237 520,92
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг.	<b>1 075</b> <b>496,92</b>	<b>951</b> <b>340,90</b>	<b>910</b> <b>927,09</b>	<b>535</b> <b>042,29</b>	<b>506</b> <b>071,94</b>	<b>537</b> <b>006,58</b>	<b>615</b> <b>538,41</b>	<b>646</b> <b>028,59</b>	<b>686</b> <b>181,72</b>	<b>895</b> <b>782,60</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	8 832,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38 337,94
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг.	<b>1 066</b> <b>664,01</b>	<b>951</b> <b>340,90</b>	<b>910</b> <b>927,09</b>	<b>535</b> <b>042,29</b>	<b>506</b> <b>071,94</b>	<b>537</b> <b>006,58</b>	<b>615</b> <b>538,41</b>	<b>646</b> <b>028,59</b>	<b>686</b> <b>181,72</b>	<b>857</b> <b>444,67</b>

Таблица 4.2.5 – Поток денежной наличности, 2 вариант

Составляющие	Ед.из	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	<b>260 439</b> <b>223</b>	2 897 457	6 246 184	8 708 165	9 554 742	10 761 456	11 531 861	12 082 535	12 066 070	11 443 551	10 887 458	10 362 944	9 894 761	9 401 699
<b>Итого приток средств</b>	тыс.тг.	<b>260 439</b> <b>223</b>	2 897 457	6 246 184	8 708 165	9 554 742	10 761 456	11 531 861	12 082 535	12 066 070	11 443 551	10 887 458	10 362 944	9 894 761	9 401 699
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	<b>130 064</b> <b>347</b>	1 246 071	2 095 407	2 964 836	3 251 193	3 794 211	4 116 640	4 323 802	4 433 570	4 275 986	4 109 747	4 108 299	4 063 508	4 014 245
прямые затраты	тыс.тг.	<b>40 354</b> <b>000</b>	339 306	477 072	687 120	761 504	852 233	929 305	1 001 081	1 022 113	1 020 690	1 022 702	1 026 840	1 034 103	1 041 383
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	<b>15 212</b> <b>156</b>	152 730	318 763	455 901	508 525	577 453	624 224	660 119	660 684	627 778	598 862	572 152	548 754	524 676
расходы периода	тыс.тг.	<b>74 498</b> <b>191</b>	754 035	1 299 572	1 821 816	1 981 163	2 364 525	2 563 111	2 662 602	2 750 773	2 627 519	2 488 183	2 509 307	2 480 651	2 448 186
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	<b>3 854</b> <b>056</b>	<b>0</b>	<b>501</b> <b>610</b>	<b>639</b> <b>443</b>	<b>636</b> <b>645</b>	<b>654 167</b>	<b>668 769</b>	<b>683 371</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Бурение	тыс.тг.	<b>3 272</b> <b>886</b>	<b>0</b>	<b>501</b> <b>610</b>	<b>519</b> <b>633</b>	<b>525</b> <b>511</b>	<b>539 974</b>	<b>552 027</b>	<b>564 080</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Обустройство	тыс.тг.	<b>581 170</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>119</b> <b>810</b>	<b>111</b> <b>134</b>	<b>114 193</b>	<b>116 742</b>	<b>119 291</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	<b>25 313</b> <b>638</b>	329 445	814 593	1 116 371	1 214 229	1 334 357	1 412 778	1 471 534	1 458 329	1 375 573	1 306 296	1 209 072	1 130 673	1 047 251
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	<b>23 927</b> <b>373</b>	356 257	1 133 376	1 512 552	1 622 248	1 710 850	1 773 462	1 827 673	1 785 981	1 667 528	1 577 986	1 381 942	1 236 297	1 079 911
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг.	<b>183 159</b> <b>415</b>	1 931 773	4 544 986	6 233 202	6 724 315	7 493 586	7 971 649	8 306 381	7 677 880	7 319 087	6 994 029	6 699 313	6 430 478	6 141 406
Поток денежной наличности	тыс.тг.	<b>77 279</b> <b>809</b>	965 684	1 701 198	2 474 963	2 830 426	3 267 870	3 560 211	3 776 154	4 388 190	4 124 464	3 893 429	3 663 631	3 464 283	<b>3 260</b> <b>292,95</b>
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.														
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	<b>28 553</b> <b>698</b>	965 684	1 546 544	2 045 424	2 126 541	2 231 999	2 210 611	2 131 540	2 251 835	1 924 093	1 651 194	1 412 488	1 214 210	1 038 830
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	<b>20 489</b> <b>729</b>	965 684	1 479 303	1 871 428	1 861 051	1 868 415	1 770 054	1 632 536	1 649 683	1 348 295	1 106 755	905 594	744 624	609 372
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	<b>15 690</b> <b>236</b>	965 684	1 417 665	1 718 725	1 637 978	1 575 941	1 430 769	1 264 626	1 224 663	959 218	754 573	591 697	466 251	365 664
Накопленный поток денежной наличности															
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	<b>77 279</b> <b>809</b>	965 684	2 666 882	5 141 845	7 972 271	11 240 141	14 800 353	18 576 507	22 964 697	27 089 161	30 982 590	34 646 221	38 110 503	41 370 796
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	<b>28 553</b> <b>698</b>	965 684	2 512 227	4 557 651	6 684 193	8 916 192	11 126 803	13 258 343	15 510 179	17 434 272	19 085 466	20 497 954	21 712 164	22 750 994
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	<b>20 489</b> <b>729</b>	965 684	2 444 986	4 316 414	6 177 465	8 045 881	9 815 935	11 448 470	13 098 154	14 446 448	15 553 204	16 458 797	17 203 421	17 812 793
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	<b>15 690</b> <b>236</b>	965 684	2 383 349	4 102 073	5 740 051	7 315 992	8 746 761	10 011 387	11 236 051	12 195 269	12 949 842	13 541 538	14 007 789	14 373 453

## Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	8 961 817	8 547 207	8 177 987	7 788 689	7 442 409	7 125 409	6 929 685	6 618 871	6 343 651	6 085 587	5 858 099	5 617 781	5 406 571
<b>Итого приток средств</b>	тыс.тг.	8 961 817	8 547 207	8 177 987	7 788 689	7 442 409	7 125 409	6 929 685	6 618 871	6 343 651	6 085 587	5 858 099	5 617 781	5 406 571
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	3 977 201	3 898 335	3 855 658	3 782 862	3 753 685	3 743 350	3 781 628	3 730 447	3 714 629	3 734 747	3 751 796	3 743 473	3 830 532
прямые затраты	тыс.тг.	1 051 747	1 064 155	1 063 586	1 078 603	1 096 470	1 116 685	1 161 297	1 178 904	1 205 273	1 233 767	1 264 977	1 297 254	1 332 315
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	503 622	484 193	467 317	449 799	434 652	421 283	414 004	401 298	390 534	380 813	372 772	364 311	357 451
расходы периода	тыс.тг.	2 421 833	2 349 986	2 324 754	2 254 460	2 222 564	2 205 382	2 206 327	2 150 245	2 118 822	2 120 167	2 114 046	2 081 907	2 140 766
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14 700</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Бурение	тыс.тг.	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14 700</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Обустройство	тыс.тг.	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	971 220	907 927	845 895	785 380	724 328	664 566	619 543	569 127	518 530	463 985	416 005	370 394	311 410
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	934 769	827 261	711 687	618 092	516 910	415 570	345 799	280 960	216 630	154 965	102 129	68 824	20 541
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг.	5 883 190	5 633 522	5 413 240	5 186 334	4 994 923	4 838 187	4 746 970	4 580 533	4 449 789	4 353 697	4 269 930	4 182 691	4 162 483
Поток денежной наличности	тыс.тг.	<b>3 078</b> <b>627,67</b>	<b>2 913</b> <b>684,26</b>	<b>2 764</b> <b>746,40</b>	<b>2 602</b> <b>354,26</b>	<b>2 447</b> <b>485,59</b>	<b>2 287</b> <b>222,41</b>	<b>2 182</b> <b>715,56</b>	<b>2 038</b> <b>338,27</b>	<b>1 893</b> <b>861,84</b>	<b>1 731</b> <b>890,53</b>	<b>1 588</b> <b>168,85</b>	<b>1 435</b> <b>090,07</b>	<b>1 244</b> <b>087,66</b>
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	891 769	767 264	661 858	566 348	484 222	411 377	356 891	302 986	255 919	212 756	177 364	145 698	114 824
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	500 363	411 787	339 772	278 100	227 435	184 819	153 369	124 543	100 622	80 014	63 804	50 134	37 792
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	287 740	226 937	179 447	140 756	110 316	85 910	68 321	53 168	41 166	31 371	23 973	18 052	13 041
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	44 449 424	47 363 108	50 127 855	52 730 209	55 177 694	57 464 917	59 647 632	61 685 971	63 579 833	65 311 723	66 899 892	68 334 982	69 579 070
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	23 642 763	24 410 027	25 071 885	25 638 233	26 122 455	26 533 832	26 890 724	27 193 710	27 449 628	27 662 384	27 839 748	27 985 446	28 100 270
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	18 313 157	18 724 944	19 064 716	19 342 816	19 570 250	19 755 070	19 908 439	20 032 982	20 133 604	20 213 618	20 277 422	20 327 556	20 365 349
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	14 661 193	14 888 130	15 067 577	15 208 333	15 318 649	15 404 560	15 472 881	15 526 049	15 567 215	15 598 586	15 622 560	15 640 612	15 653 653

## Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	5 209 591	5 037 715	4 855 872	4 632 300	4 478 606	4 168 894	3 961 497	3 865 449	3 778 776	3 707 880
<b>Итого приток средств</b>	тыс.тг	5 209 591	5 037 715	4 855 872	4 632 300	4 478 606	4 168 894	3 961 497	3 865 449	3 778 776	3 707 880
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	3 802 725	3 790 109	3 662 794	3 907 883	3 794 066	3 451 019	3 149 336	3 017 645	2 883 051	2 509 865
прямые затраты	тыс.тг	1 369 641	1 409 735	1 378 556	1 691 262	1 654 700	1 504 088	1 369 507	1 320 063	1 265 301	1 030 663
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	351 469	346 890	334 409	327 525	315 948	287 679	263 159	252 005	240 692	219 714
расходы периода	тыс.тг	2 081 616	2 033 484	1 949 829	1 889 096	1 823 419	1 659 252	1 516 670	1 445 578	1 377 058	1 259 488
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17 450</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>37 900</b>
Бурение	тыс.тг	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17 450</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>37 900</b>
Обустройство	тыс.тг	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	278 145	246 778	236 283	142 378	134 778	141 765	160 893	168 253	178 033	237 521
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	8 833	0	0	0	0	0	0	0	0	38 338
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг	4 089 703	4 036 886	3 899 078	4 067 711	3 928 844	3 592 783	3 310 229	3 185 898	3 061 084	2 823 624
Поток денежной наличности	тыс.тг	<b>1 119 887,33</b>	<b>1 000 828,75</b>	<b>956 793,93</b>	<b>564 588,94</b>	<b>549 761,70</b>	<b>576 110,87</b>	<b>651 268,12</b>	<b>679 551,12</b>	<b>717 692,17</b>	<b>884 255,95</b>
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг										
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	93 965	76 341	66 347	35 591	31 506	30 015	30 846	29 259	28 092	31 465
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	29 582	22 989	19 111	9 806	8 303	7 566	7 438	6 748	6 197	6 640
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	9 783	7 286	5 804	2 854	2 316	2 022	1 905	1 657	1 458	1 497
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	70 698 957	71 699 786	72 656 580	73 221 169	73 770 930	74 347 041	74 998 309	75 677 860	76 395 553	77 279 809
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	28 194 235	28 270 576	28 336 923	28 372 515	28 404 021	28 434 035	28 464 881	28 494 140	28 522 233	28 553 698
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	20 394 931	20 417 920	20 437 030	20 446 837	20 455 140	20 462 706	20 470 143	20 476 892	20 483 089	20 489 729
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	15 663 436	15 670 722	15 676 526	15 679 380	15 681 696	15 683 718	15 685 624	15 687 280	15 688 738	15 690 236

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Экономический анализ проведен по трем вариантам для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант – 2026-2051 гг.

2 вариант – 2026-2061 гг.

3 вариант – 2026-2053 гг.

Объем необходимых инвестиций при расчете за проектный период составляет:

1 вариант – 237,2 млн. тенге.

2 вариант – 3 854,1 млн. тенге.

3 вариант - 10 098,8 млн. тенге.

Максимальные капитальные приходятся на пятый вариант, что связано с бурением скважины. Суммарные эксплуатационные затраты за проектный период составляют:

1 вариант – 47 939,0 млн. тенге.

3 вариант – 130 064,3 млн. тенге.

5 вариант - 108 872,5 млн. тенге.

Накопленные поступления Государства:

1 вариант – 41 377,0 млн. тенге.

2 вариант – 11 8579,1 млн. тенге.

3 вариант - 88 315,2 млн. тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за проектный период, при ставке дисконта 10% имеет следующую величину:

1 вариант – 13918,4 млн. тенге.

2 вариант – 28 553,7 млн. тенге.

3 вариант - 25 714,0 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по третьему варианту.

КИН по вариантам составил:

1 вариант – 0,121 д.ед.

2 вариант – 0,265 д.ед.

3 вариант – 0,243 д.ед.

Таким образом, рентабельным является второй вариант с максимальным ЧПС.

Таблица 5.1.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты		
		1	2	3
<b>Рентабельный период</b>	<b>период</b>	<b>2026 - 2051</b>	<b>2026 - 2061</b>	<b>2026 - 2053</b>
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	50	84	99
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	41,2	68,2	76,8
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	9,6	12,3	13,3
Темп отбора при проектном уровне	%	7,2	5,6	6,8
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	9	14	23
добывающих	ед.	9	13	22
нагнетательных	ед.	0	1	1
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	5	14
<b>Накопленные показатели</b>				
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	465,29	1 115	1 015
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	548	1 198	1 098
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	775	1 751	1 567
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	866	1 842	1 659
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	0	937	795
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	0	937	795
Кoeffициент извлечения нефти	доли ед.	0,121	0,265	0,243
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	68,6%	66,4%	0,6
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	93 471,3	260 439,2	212 091,5
Капитальные затраты	млн. тг	237,2	3 854,1	10 098,8
Эксплуатационные затраты (без амортизации )	млн. тг	47 939,0	130 064,3	108 872,5
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(вкл в с/с)	млн. тг	48 157,2	133 804,5	118 280,5
Удельные эксплуатационные затраты на 1 тонну нефти	тг/тонна	197 837,6	195 084,0	155 541,2
- Поток денежной наличности	млн. тг	27 310,4	77 279,8	59 746,0
- Поступления Государству	млн. тг	41 377,0	118 579,1	88 315,2
<b>Чистые дисконтированные поступления</b>				
при ставке дисконта в 10%	млн. тг	13 918,4	28 553,7	25 714,0
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	10 989,0	20 489,7	18 767,1
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	9 063,9	15 690,2	14 420,1

## 6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

### ***6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования***

Обоснование выбора рекомендуемого способа эксплуатации, устьевого и внутрискважинного оборудования в рамках Проекта разработки месторождения Караколь основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проводимых в процессе эксплуатации, а также условий эксплуатации скважин, физико-химических свойствах флюида, технологических показателей и условий разработки, рекомендованных настоящим проектом.

На месторождении выделено 2 продуктивных горизонта с промышленными запасами: Ю-III и Ю-IV-2-2, которые выделены в 2 самостоятельных объекта разработки: I объект (Ю-III) и II объект (Ю-IV-2-2). Следует отметить, что продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов выделен в качестве возвратного объекта. Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными, кроме залежей, принадлежащие горизонтам Ю-III и Ю-IV-2-2, являющиеся нефтегазовыми.

Согласно разделу 2.3. настоящего проекта, по плотности, нефть продуктивных горизонтов характеризуется как особая легкая (диапазон изменения от 744 кг/м<sup>3</sup> до 795 кг/м<sup>3</sup>); по вязкости классифицируется как маловязкая (1,22 мм<sup>2</sup>/с до 3,45 мм<sup>2</sup>/с); по содержанию парафина высокопарафинистой (от 6,95 % масс до 18,26 % масс); по концентрации серы малосернистая (от 0,01 % масс до 0,05 % масс); по содержанию смол нефть является малосмолистая (от 0,09 % масс до 5,27 % масс).

На 01.01.2026 г. общий пробуренный фонд скважин составил 9 ед. (КМ-7, К-1, К-2, К-3, К-4, К-5, К-6, К-8, К-10), все из которых находились в работе. Добыча на месторождении ведётся фонтанным (К-2, К-3, К-4, К-5, К-8, К-10) и механизированным способом с использованием: плунжерного лифта в 3 скважинах (КМ-7, К-1, К-6).

Для оценки эффективности техники и технологий, применяемых на месторождении для добычи нефти и газа, проведён анализ промысловых данных о состоянии и характеристике работы скважин, а также факторов, осложняющих эксплуатацию.

#### *Устьевое и внутрискважинное оборудование фонтанных скважин*

Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а также для направления продукции скважины в систему сбора на устье фонтанных скважин установлено наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры и колонной головки. Устье добывающей скважины оборудовано фонтанной арматурой АФК1-350х065-К1ХЛ, рассчитанная на давление 35 МПа, условное проходное сечение ствола и боковых отводов фонтанной елки – 65 мм. Управление запорными устройствами (задвижками) на боковых отводах приводится в действие маховиком (ручным способом). Изменение режима работы скважины осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки. Применяемые регулируемые штуцеры предусматривают возможность изменения (регулирования) проходного сечения.

#### *Устьевое и внутрискважинное оборудование скважин, оборудованных плунжерным лифтом*

Устье скважин К-1, К-6 и КМ-7, эксплуатируемых при помощи плунжерного лифта, оборудовано станцией управления и трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени. Внутрискважинное оборудование плунжер-лифтных систем включает в себя: плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабжённая устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизатор - верхний и нижний. Плунжер, передвигается вниз по колонне НКТ 73 мм.

#### ***Основные положения проектных решений и технологические показатели эксплуатации***

Согласно проектным показателям, рекомендуемый 2 вариант предусматривает к существующему фонду добывающих скважин бурение 5 скважин. В настоящем Проекте к разработке рассматриваются также 3 объекта (2 самостоятельных и 1 возвратный). Эксплуатация выделенных горизонтов будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

В соответствии с таблицей 4.1 «Характеристика основного фонда скважин» и таблицей 4.2 «Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости» ниже приводятся основные проектные показатели для 3 объектов разработки по 2 рекомендуемому варианту, необходимые для обоснования способа и условий эксплуатации.

Разработка I объекта предусматривает бурение одной скважины, разработка II объекта предусматривает бурение 4. Разработка возвратного объекта начнется после выработки нефти I и II объектов, переводом 4 скважин.

Таким образом, согласно прогнозным показателям в ближайшие 10 лет (2026-2035 гг.) предполагается:

- общий фонд добывающих скважин – 14 ед.;
- среднегодовой дебит по жидкости на 1 скважину снизится от 23,1 до 17,3 т/сут;
- среднегодовой дебит по нефти снизится от 19,9 до 12,2 т/сут;
- среднегодовая обводненность продукции по месторождению имеет тенденцию увеличения от 14,1 % до 27,6 %.

### ***Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин***

#### **Фонтанный способ эксплуатации**

Расчет и обоснование минимальных давлений фонтанирования Скважины, разрабатывающие юрские отложения, будут фонтанировать до достижения предельной обводненности или снижения дебита до нерентабельных значений. Разработка продуктивных горизонтов будет проводиться при условии  $R_{заб} > R_{нас}$ .

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме). Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированный способ, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условии  $R_{заб} > R_{нас}$ ) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы пласт-скважина, ( $Q_n$ ,  $P_u$ ,  $R_{заб}$ ,  $K_{прод}$ ), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования. Для расчета и обоснования предельных забойных давлений, ниже которых скважина прекращает фонтанирование и предельной обводненности, использован графоаналитический метод, основанный на определении соотношений объема свободного газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника с безводной и обводненной продукцией.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости (Гэф) был больше или, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме  $R_{опт}$  ( $G_{эф} \geq R_{опт}$ ).

Для разработки продуктивных горизонтов принято условие  $P_{заб} > P_{нас}$ , следовательно, выделение газа начинается на забое или в стволе, тогда условие фонтанирования следующее:

$$\left[ \Gamma - 10^3 * \frac{\alpha}{\rho_n} * \frac{P_{заб} + P_y}{2} \right] * \left( 1 - \frac{n}{100} \right) \geq \frac{0,388 * H * (H * \rho_{ж} * g - P_{заб} + P_y)}{d^{0,5} * (P_{заб} - P_y) * \lg \frac{P_{заб}}{P_y}}$$

где:

- $\Gamma$  – газовый фактор (газосодержание), м<sup>3</sup>/т;
- $\alpha$  – коэффициент растворимости, МПа<sup>-1</sup>;
- $P_{заб}$  – давление на забое, МПа;
- $P_y$  – давление на устье, МПа;
- $n$  – обводненность продукции, %;
- $\rho_n$  – средняя плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;
- $\rho_{ж}$  – средняя плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;
- $d$  – внутренний диаметр НКТ, м;
- $H$  – глубина скважины, м.

На рисунке 6.1.1 и 6.1.2 приведены графики зависимости минимальных забойных давлений фонтанирования от устьевых давлений в подъемнике (НКТ) диаметром 73 мм с обводненностью продукции 0, 5, 10, 15 и 20% (Ю-III) и 0, 10, 20, 30 и 40 % (Ю-IV) соответственно. Выбор лифта диаметром 73 мм проведен с учетом соответствия фактической производительности скважин и возможности проведения различных технологических операций.

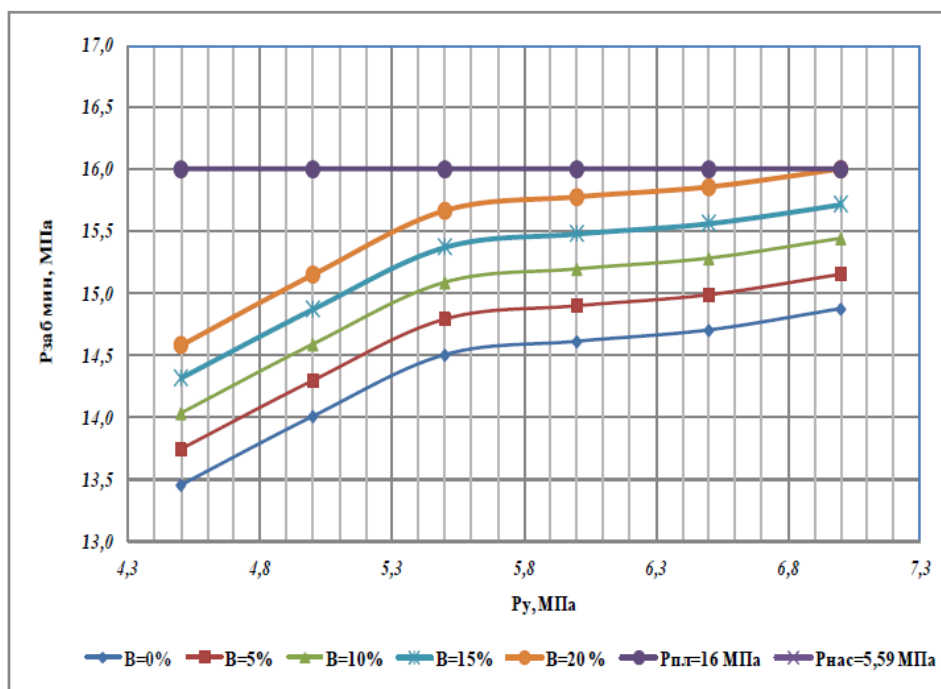


Рисунок 6.1.1 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье по Ю-III горизонту

Как видно из графика, приведенного на рисунке 6.1.1, для продуктивного горизонта Ю-III фонтанирование скважин, работающих с нулевой обводненностью продукции,

минимальному давлению фонтанирования (при условии  $P_{заб} \geq P_{нас}$ ) от 13,4 до 14,9 МПа соответствуют давления на устье от 4,5 до 7 МПа. С увеличением обводнённости до 20 % значение предельного давления фонтанирования при устьевом давлении 4,5 МПа возрастает до 14,6 МПа, в связи с чем, снижается депрессия и дебит скважин, при этом уменьшается возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Предельная обводнённость продукции, при которой скважина прекратит фонтанирование, составляет 20%. Из чего следует, что на механизированный способ эксплуатации скважины следует переводить при прекращении фонтанирования или в случае, когда фонтанирование становится нерациональным при увеличении обводнённости (снижении депрессии на пласт).

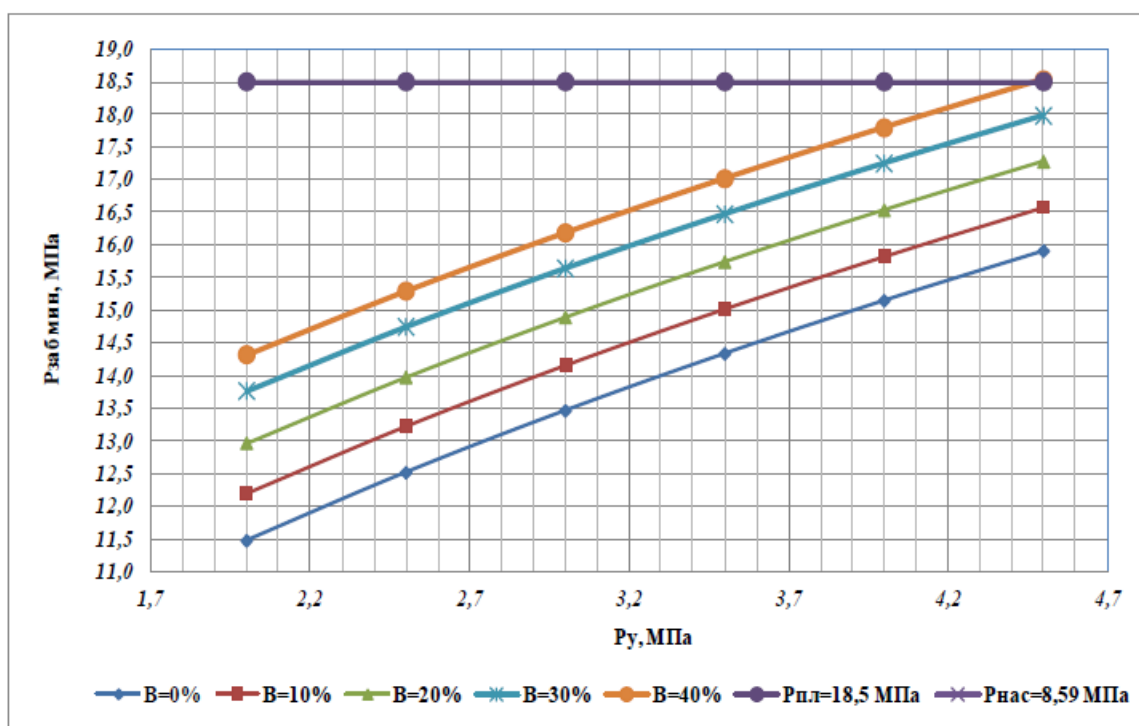


Рисунок 6.1.2 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье по Ю-IV горизонту

Как видно из графика, приведенного на рисунке 6.1.2, для продуктивного горизонта Ю-IV фонтанирование скважин, работающих с нулевой обводненностью продукции, минимальному давлению фонтанирования (при условии  $P_{заб} \geq P_{нас}$ ) от 11,5 до 15,9 МПа соответствуют давления на устье от 2 до 4,5 МПа. С увеличением обводнённости до 40 % значение предельного давления фонтанирования при устьевом давлении 2 МПа возрастает до 14,32 МПа, в связи с чем, снижается депрессия и дебит скважин, при этом уменьшается возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Предельная обводнённость продукции, при которой скважина прекратит фонтанирование, составляет 40%. Из чего следует, что на механизированный способ эксплуатации скважины следует переводить при прекращении фонтанирования или в случае, когда фонтанирование

становится нерациональным при увеличении обводненности (снижении депрессии на пласт).

По рекомендуемому 2 варианту разработки для оптимизации технологических режимов работы с 2026 г. скважины II объекта будут эксплуатироваться механизированным способом.

#### ***Обоснование режимов и оборудования механизированных скважин***

Учитывая успешное применение на месторождении механизированного способа, дальнейшая разработка месторождения Караколь будет основана на механизированном способе добычи с использованием плунжерного лифта, зарекомендовавшего себя как оптимальный и надежный способ для условий месторождения.

Преимущества Плунжер Лифта:

- ✓ Увеличение добычи с минимальными вложениями
- ✓ Быстрое и простое внедрение и установка
- ✓ Низкие эксплуатационные и капитальные затраты

Плунжер лифт применим для следующих условий:

- Удаление скапливающихся на забое жидкостей, предотвращая самоглушение скважин.
- Скважины с низким забойным давлением или высоким газовым фактором.
- Скважины с дебитом менее 30-40 м<sup>3</sup>/сут.
- Разгрузка (вывод на режим) скважин с низкой скоростью потока при добыче или скорость потока близкой к критической.
- Для удаления парафино и гидротообразований в колонне НКТ без остановки скважин.

#### ***6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин***

При эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения Караколь вероятны такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой продукции, как асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) во внутрискважинном и наземном оборудовании, загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин.

##### Асфальто-смоло-парафиновые отложения

По состоянию на 01.01.2026 г. в действующем фонде месторождения находятся 6 скважин, из них 3 скважины: К-6, К-8 и К-10 эксплуатируются на Ю-IV-2-2 продуктивном горизонте, 3 скважины К-2, К-3 и К-5 – на Ю-III продуктивном горизонте.

Нефть продуктивных горизонтов Ю-III и Ю-IV-2-2 на месторождении Караколь малосернистая (0,03% на Ю-III, 0,034% на Ю-IV-2-2), смолистая (0,97-3,34%), содержание асфальтенов до 0,5 %, высокопарафинистая (9,6-13,5 %). Диапазон кинематической вязкости при 20°C составляет 1,95-3,45 мм<sup>2</sup>/с., при 50°C 1,64-1,77 мм<sup>2</sup>/с (п.2.3).

При добыче нефти происходит неизбежное изменение термобарических условий – нефть охлаждается при движении ее вверх по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой. Понижение температуры нефти до точки насыщения вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к кристаллизации парафина. Существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования парафино-отложений, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

Для предупреждения образования АСПО необходимо предусмотреть ингибирование продукции скважин химическими реагентами, небольшие добавки которых (0,05-0,1 %) позволяют существенно замедлить или полностью прекратить процесс отложения парафинов. Тип реагента, его расход, способ и периодичность применения подбирается для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

На месторождении Караколь для борьбы с отложениями асфальто-смолистых веществ и парафина рекомендуются механические и тепловые методы.

Изменение давления на забое скважины и в лифтовых трубах, за трубное пространство, а также скорости потока нефти при подъеме ее из пласта на поверхность, влияют на характер выпадения АСПО (скорость и образование осадков, их толщина, структура, плотность и т.п.) и технологию борьбы с АСПО (способ и место подачи реагента, скорость и давление его закачки, объем продавочной жидкости и др.).

Для устранения образовавшихся на поверхности НКТ и выкидных линиях отложений рекомендуется проводить профилактические обработки горячей нефтью и осуществлять парафиноочистки с использованием механических скребков различной модификации.

Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Скребки соскабливают отложения парафина со стенок труб. Их спускают и поднимают на проволоке (тросе) с помощью электродвигателя установки типа АДУ-3 или УДС-1.

Для депарафинизации скважин могут быть использованы агрегаты типа АДПН-12/150-У1.

Эффективная эксплуатация нефтепромыслового оборудования характеризуется величиной межочистного периода работы (МОП) скважин, т.е. отрезком времени между очистками. Для определения эффективности проводимых профилактических мероприятий проанализированы данные по количеству обработок на скважинах и на основании анализа рассчитан межочистной период работы скважин (МОП):

Межочистной период работы скважин рассчитывается по формуле:

$$\text{МОП} = T/N$$

где:  $T$  – сумма времени, отработанного скважинами;

$N$  – суммарное количество обработок за расчётный период времени.

Представляется более эффективным предупреждать парафиноотложения, дозируя ингибитор АСПО в скважину, что позволит увеличить время работы скважин без остановки.

Выбор оптимальных способов борьбы с АСПО и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции. Многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции требует индивидуального подхода.

Для разработки рекомендаций по удалению образовавшихся отложений необходимо отобрать пробы АСПО и провести специальные лабораторные исследования по определению компонентного состава.

#### Водопроявления

Из опыта разработки других месторождений обводненность продукции, где нет системы поддержания пластового давления, имеет место из-за подтягивания подошвенных вод или из-за некачественного цементирования и, как следствие, притоков как с вышележащих водоносных горизонтов, так и с нижележащих.

В процессе пробной эксплуатации месторождения необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проводить исследования на определение места и причин обводненности. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

Методы изоляционных работ разрабатываются исходя из конкретных условий на основании лабораторных испытаний и могут включать в себя изоляцию пакерами, цементом, вязкоупругими составами.

#### Солеотложения

В случае, когда в добываемой попутной воде выпадают соли, для борьбы с отложением солей используются ингибиторы солеотложений. Подбор ингибиторов осуществляется на основании лабораторных исследований.

Также требуется предварительно определить стабильность и совместимость добываемых вод и в случае подтверждения несовместимости избегать их смешивания, организовав отдельные системы сбора.

#### Коррозия

Содержание хлоридов натрия, калия, кальция и сульфатов в воде обуславливает склонность коррозионной агрессивности воды к локальным видам коррозии.

Поэтому для мониторинга коррозионных процессов рекомендуется проводить периодический анализ физико-химических характеристик пластовой воды.

Для решения коррозионных проблем существуют такие методы, как подбор коррозионностойкого оборудования, использование стеклопластиковых труб, нанесение покрытий на внутренние поверхности оборудования, катодная защита или применение ингибиторов коррозии. Каждый из методов выбирается по принципу технологичности и номинальной стоимости и осуществляется на основании лабораторных исследований.

### ***6.3 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин***

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промышленного транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промышленного потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время на месторождении Караколь эксплуатируются 9 скважин, по представленной информации Заказчика на месторождении Караколь эксплуатация нефтяных скважин осуществляются с соответствующими Проектами обустройства.

Обустройство 9-ти скважин на месторождении Караколь разделено на два этапа. Первым этапом строительства предусмотрено строительство выкидных линий от 3-х скважин с подключением на манифольд, внутрипромысловые автомобильные дороги, строительство пункта сбора нефти (ПСН), размещение газопоршневых установок для выработки электроэнергии при утилизации попутного нефтяного газа.

Вторым этапом строительства предусмотрено строительство выкидных линий от 6-ти скважин с подключением на манифольд, замена нефтегазового сепаратора на трехфазные сепараторы 25м<sup>3</sup> и 50м<sup>3</sup>, строительство резервуаров 400м<sup>3</sup> для хранения нефти.

Последовательная подготовка нефти: промывка нефти от хлористых солей, сепарация жидкости, электронагрев отсепарированной нефти, отстаивание в резервуарах (РВС) и последующей отгрузкой нефти в автотранспорт.

Пластовая и промывочная воды собираются в емкость и насосами подаются в блочно-кустовую насосную станцию (БКНС проектируется следующим проектом) для поддержания пластового давления. Попутный нефтяной газ используется на собственные нужды (подогрев нефти) и выработку электроэнергии.

Добыча нефти на месторождении осуществляется на режиме истощения пластовой энергии. Рабочее и статическое давление в скважине измеряются манометром, смонтированным на буфере, а давление в затрубном пространстве по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Продукция добывающих скважин Караколь поступает на устьевой подогреватель нефти. Далее, подогретая до 55-60°С нефть поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит процесс отделения газа от нефти, где отделившийся газ подается для топлива на устьевой подогреватель. После сепаратора, нефтегазовый поток по выкидным трубопроводам диаметром 80 мм., поступает на АГЗУ (ЗУ) для индивидуального замера дебита и далее по промысловому коллектору диаметром 150 мм. перекачивается на площадку УПН.

Далее, нефтегазовая жидкость, подогревается в путевом подогревателе ПП-0,63 до температуры 55-60°С. Подогреватель нефти ПП-063 представляет собой емкость, заполненную промежуточным теплоносителем (пресная вода). В емкости размещена топка и продуктовый змеевик. Температура нефти на выходе из подогревателя контролируется датчиками, сигналы которых управляют регулирующими клапанами, установленных на линии подачи топливного газа. Система управления печи подогрева нефти осуществляется с блока управления.

Система автоматики подогревателя, обеспечивает дистанционный розжиг горелки с предварительным проветриванием топки естественной тягой через дымовую трубу, регулирование процесса нагрева продукта, включение рабочей и аварийной сигнализации, автоматическую защиту подогревателя при отклонении от нормы контролируемых параметров, подогрев шкафа локальной автоматики при отрицательной наружной температуре.

Из подогревателя ПП-063 продукция скважин с температурой 55-60°C поступает в нефтегазовый сепаратор №1, где происходит отделения нефти от газа.

В горизонтальном отстойнике происходит отделение нефти от остаточной пластовой воды. Давление в отстойниках поддерживается в пределах 0,7-0,8 кгс/см<sup>2</sup> регуляторами давления прямого действия «до себя».

Нагретая нефть поступает с верхней части сосуда через трубопровод диаметром 114 мм, оборудованный в нижней части отводом. Длина отвода внутри сосуда составляет 1000 мм. Нефть, пройдя через трубопровод с отводом (d=114 мм), ударяется об стенку сосуда и растекается вниз.

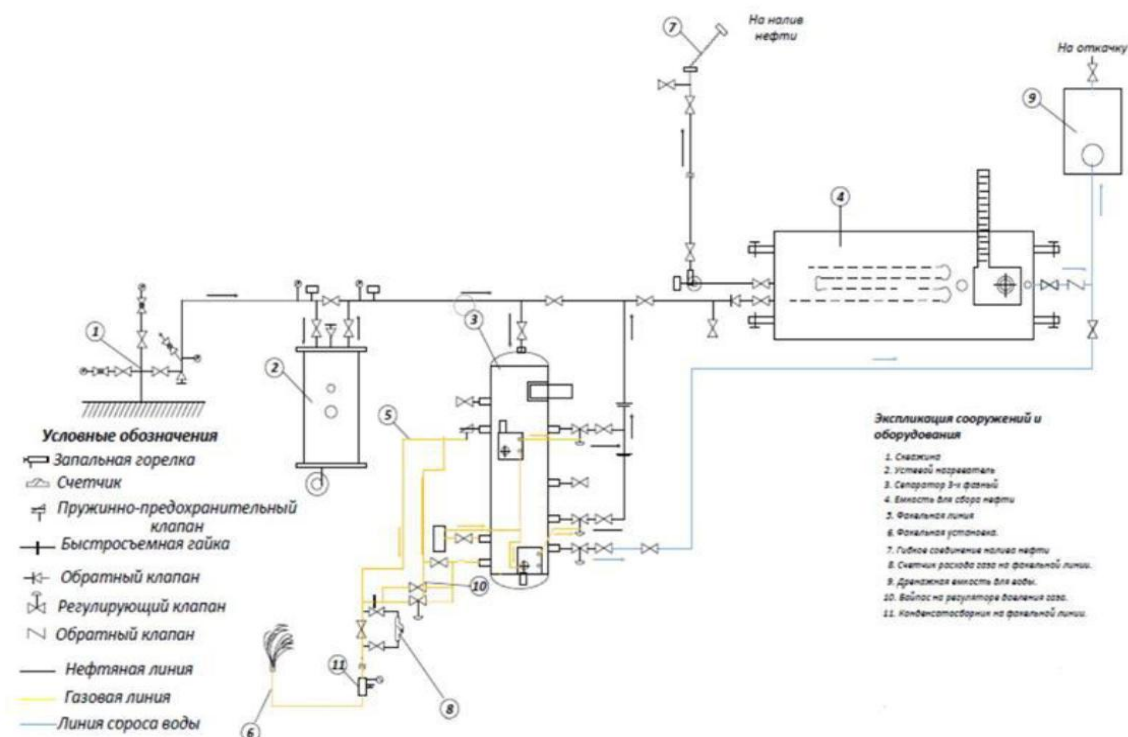
После необходимого времени отстоя и сброса подтоварной воды, подготовленная нефть поступает в резервуары 1,2,3 системы обессоливания для дополнительного отстоя и отделения пластовой воды и соли, далее перекачивается насосами в резервуары товарной нефти и через наливной стояк загружается в автоцистерны для сдачи и транспортировки.

Попутный газ проходит двухэтапный процесс сепарации, где очищается от капельной жидкости и механических примесей. При достижении заданного значения высокого уровня уловленной жидкости в газовом сепараторе №2 отсечной клапан с электроприводом открывается, и уловленная жидкость отводится в дренажную емкость.

Очищенный от влаги газ в качестве топлива подается к горелкам подогревателя нефти ПП-0,63 и на ГПЭС для выработки электроэнергии. Вырабатываемая электроэнергия пойдет на собственные нужды месторождений АО «Кристалл Менеджмент», в том числе, но не ограничиваясь:

- Потребление на собственные нужды м/р Караколь;
- Излишки ЭЭ будут реализовываться третьим лицам, в том числе, но не ограничиваясь, цифровым майнерам (ЦОД).

Предусмотрен аварийный факел для сжигания газа с дежурной горелкой газа.



**Рисунок 6.3.1 - Месторождение Караколь. Принципиальная блок-схема системы сбора и транспортировки добываемой продукции**

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматривается 3 варианта разработки, отличающихся между собой системой разработки и количеством эксплуатационных скважин.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин на месторождении Караколь для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в единую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промышленной продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти.

С учетом вышеизложенных рекомендаций технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки месторождения следующая: поток газожидкостной смеси от добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям подается на устьевой подогреватель нефти УН-0,2. После подогрева нефти нефтегазовый поток поступает в трехфазный нефтегазовый сепаратор, где происходит основной процесс отделения газа от нефти.

Отделившаяся нефтяная эмульсия поступает в накопительную емкость, где происходит окончательная дегазация нефти и ее слив в автоцистерны через наливной стояк, далее осуществляется сдача нефти потребителю.

Выделившийся попутный газ при сепарации планируется использовать на собственные нужды промысла в печах подогрева нефти и на ГПЭС для выработки электроэнергии.

Для 1 варианта отделившуюся пластовую воду планируют откачивать в систему ППД на близрасположенные месторождения АО «Кристалл Менеджмент».

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих скважин, а во 2 и 3 вариантах еще нагнетательной скважины, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

В вариантах 2 и 3, где предполагается закачка воды в пласт, необходимо предусмотреть строительство нагнетательной системы, насосы ЦНС для поддержания пластового давления (ППД).

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, линий электропередач.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов

системы сбора и подготовки будет уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

#### **6.4 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента**

На месторождении Караколь система заводнения предусмотрена в рамках рекомендуемого 2-го и альтернативного 3-го вариантов настоящего Проекта.

Поскольку в процессе эксплуатации происходит падение пластового давления, то для дальнейшей эффективной эксплуатации месторождения необходимо будет поддержание пластового давления. При увеличении обводненности будет увеличиваться объём попутно-добываемой воды. Эту воду можно перенаправлять на другие месторождения с целью ППД при условии совместимости её с пластовой водой и породой других месторождений таких как месторождение Бестобе.

##### Закачка воды

В качестве источника водоснабжения для системы ППД на месторождении можно использовать нефтепромысловые сточные воды.

Для обеспечения подготовленной воды рекомендуется использование технологии совмещенной подготовки нефти и воды на территории ЦППН, что позволит оптимально качественно готовить воду.

Основные требования к качеству воды, используемой для закачки в нагнетательные скважины согласно СТ РК 1662-2007 представлены в таблице.

**Таблица 6.4.1 – Требования к закачиваемой воде**

Стабильность	- стабильна
Совместимость с пластовыми водами	- снижение приемистости не более 20 %
Количество мехпримесей	- по коллекторским свойствам
Размер взвешенных частиц	- 90 % менее 2 мкм
Содержание нефтепродуктов	- по коллекторским свойствам
Содержание кислорода	- менее 0.5 мг/л
Содержание сероводорода	- отсутствие
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие

Карбонатная стабильность является одним из основных критериев оценки пригодности воды для заводнения нефтяных пластов, поскольку в процессах образования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Их образование будет происходить как в объеме воды с образованием дополнительного количества механических примесей, так и на поверхностях породы, водоводов и оборудования.

Сульфатная стабильность рассчитывается при наличии достаточного количества сульфатов в воде.

Совместимость с пластовой водой и породой закачиваемой воды заключается в том, что она не должна взаимодействовать с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20 % с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Недопустимо производить закачку несовместимой воды.

Содержание механических примесей и нефти является определяющей нормой качества воды. Данные требования к качеству закачиваемых вод формулируются исходя из коллекторских свойств породы в соответствии с СТ РК 1662-2007 (таблица 6.4.2).

**Таблица 6.4.2 – Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде СТ РК 1622-2007**

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Механических примесей	Нефти
До 0.1	-	До 3	До 5
Свыше 0.1	-	До 5	До 10
До 0.35	От 6.5 до 2	До 15	До 15
Свыше 0.35	Менее 2	До 30	До 30
До 0.6	От 35 до 3.6	До 40	До 40
Свыше 0.6	Менее 3.6	До 50	До 50

Проницаемость по горизонту Ю-III составляет  $52 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, по Ю-IV-2-2 –  $17,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, по Ю-IV-2-1 –  $2,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Поэтому требования к качеству закачиваемых вод согласно емкостно-фильтрационным характеристикам пластов показаны в таблице 6.4.3.

**Таблица 6.4.3 – Требования к качеству закачиваемых вод согласно емкостно-фильтрационным характеристикам пласта**

Показатели	Горизонт		
	Ю-III	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-1
Пористость, %	0,20 / 0,22	- / 0,13	- / 0,14
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,052	0,0178	0,0028
Мехпримеси, мг/л	3	3	3
Нефть, мг/л	5	5	5

Соответственно для данного месторождения допустимая содержание в закачиваемой воде мехпримесей до 3 мг/л и нефти до 5 мг/л.

Размер взвешенных частиц. Стандартом предусмотрено в закачиваемой воде не более 90 % частиц размером менее 2 мкм.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами.

Подготовка закачиваемой воды должна быть направлена на следующее:

- удаление механических примесей и нефтепродуктов до нормируемых показателей;
- подавление роста сульфатвосстанавливающих бактерий;
- снижение коррозионной агрессивности обескислороживанием.

Обеспечение высокого качества воды необходимо осуществлять доступными техническими средствами с оптимальными эксплуатационными затратами.

Удаление механических примесей и нефтепродуктов осуществлять отстоем и тщательной фильтрацией воды.

Подавление роста СВБ, а значит предотвращение развития сульфатредукции в пласте, производить бактерицидами, которые вводятся дозировочными насосами в закачиваемую воду.

Необходимо осуществить опытную закачку, которая покажет, насколько пригодна закачиваемая вода для заводнения.

Согласно Единым правилам комплексной разработки полезных ископаемых РК, анализ закачиваемой воды на содержание количества механических примесей и нефтепродуктов должен осуществляться ежедневно по пробам на нагнетательных скважинах. Исследования состава воды производятся с периодичностью 1 раз в месяц.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды после ввода системы ППД проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и 6-ти компонентный химический анализ состава воды, а также железа, растворенных CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, кислорода, концентрации механических примесей и нефтепродуктов. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Для организации ППД требуется установка для подготовки воды, высоконапорная насосная станция и скважины для закачки воды. Все оборудование по водоснабжению, подготовке воды и централизованной перекачке устанавливается на территории ЦППН.

Пластовая вода из накопительного резервуара после разделения от нефти поступает на очистные сооружения пластовой воды, состоящие из отстойника и фильтров.

Первоначально вода поступает в отстойник, где проходит очистку от мехпримесей и нефтепродуктов. Из отстойника вода поступает в блок фильтров для окончательной очистки от нефтепродуктов.

Уловленная нефть из отстойников и фильтров отводится в дренажную емкость и далее в голову процесса.

Производительность системы водоснабжения устанавливается в соответствии с программой расширения добычи.

Система водоснабжения и подготовки воды должна быть закрытой, чтобы не происходило контакта добытой воды с атмосферой.

Для предупреждения попадания кислорода в закачиваемые воды следует исключить возможность контакта вод с воздухом или предусмотреть удаление кислорода из воды.

Насосы БКНС и трубопроводы до нагнетательных скважин должны быть высоконапорными, чтобы закачивать воду с давлением выше пластового давления.

Для контроля количества нагнетаемой воды нагнетательные скважины должны быть оснащены штуцерными клапанами и расходомерами. Для контроля давления закачки устанавливаются манометры на выходе БКНС и замеряется забойное давление в нагнетательных скважинах.

### ***6.5 Программа утилизации сырого газа***

Регулирование вопросов использования сырого газа в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК.

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

Для выполнения обязательств недропользователем в 2025 году была разработана «Программа развития переработки сырого газа месторождения Караколь» (далее – Программа) на период 2026-2028 гг. с технологическими показателями на 2026 год.

В настоящее время месторождение Караколь разрабатывается согласно «Анализа разработки месторождения Караколь» (по состоянию изученности на 01.10.2024 г.) с утверждением технологических показателей по второму рекомендуемому варианту на 2024-2026 гг. (протокол ЦКРР РК 58/5 от 19.12.2024 г.)

Согласно Проекту обустройства скважин, предусмотрено возведение энергетического комплекса в две очереди (два этапа строительства).

Первым этапом строительства предусмотрено строительство выкидных линий от 3-х скважин с подключением на манифольд, внутрипромысловые автомобильные дороги, строительство пункта сбора нефти (ПСН), размещение газопоршневых установок для выработки электроэнергии при утилизации попутного нефтяного газа.

Вторым этапом строительства предусмотрено строительство выкидных линий от 6-ти скважин с подключением на манифольд, замена нефтегазового сепаратора на трехфазные сепараторы 25м<sup>3</sup> и 50м<sup>3</sup>, строительство резервуаров 400м<sup>3</sup> для хранения нефти.

Выработанная электроэнергия предназначена для собственных нужд нефтегазовых объектов и для внешних потребителей. На момент составления настоящего Проекта реализован I этап, завершение второго этапа предусмотрено 2026-2027 гг.

Основным топливом для ГПУ является природный/попутный (сырьевой) газ, поступающий с промысла. Технологическая схема подготовки газа обеспечивает его очистку, осушку и поддержание требуемых параметров перед подачей в газопоршневые двигатели.

Заложена герметизированная система сбора и подготовки добытой продукции. Попутный/природный газ используется для выработки э/энергии на газопоршневых установках (ГПУ), часть объема добываемого сырого газа планируется использовать на собственные нужды. К собственным нуждам относится, использование попутного газа в качестве топлива для подачи его на печи подогрева нефтяной эмульсии и для подачи на ГПЭС.

Для проведения расчета потребления попутного газа на собственные нужды определены объекты его потребления. Основным потребителем попутного газа на месторождении является печи УП-0,2, ПП-0,63 предназначенные для нагрева продукции скважин и ГПЭС для выработки электроэнергии для нужд промысла. Таким образом, на месторождении Караколь попутный газ планируется расходовать на собственные нужды по следующим направлениям:

- в качестве топлива на подогрев продукции при подготовке нефти;
- ГПЭС для выработки электроэнергии для нужд промысла.

В рамках настоящего Проекта представлен баланс распределения сырого газа за проектно-рентабельный период 2026-2061 гг.

Таблица 6.5.1 – Баланс сырого газа

Годы	Добыча газа, м <sup>3</sup>	На собственные нужды, м <sup>3</sup>			на ГПУ	Итого расход нефтяного газа, м <sup>3</sup>	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, м <sup>3</sup>	Утилизация нефтяного газа, %
		на печи ПП-0,63	на печи УП-0,2	на ГПЭС для выработки электроэнергии				
2026	16 786 000	464 352	633 587	7 370 301	8 159 000	<b>8 468 240</b>	158 760	98
2027	53 884 000	504 775	688 742	8 011 902	44 506 000	<b>9 205 419</b>	172 581	98
2028	58 674 000	564 682	770 484	8 962 771	48 183 000	<b>10 297 937</b>	193 063	98
2029	72 190 000	658 339	898 274	10 449 304	59 959 000	<b>12 005 916</b>	225 084	98
2030	61 429 000	682 937	931 837	10 839 733	48 741 000	<b>12 454 506</b>	233 494	98
2031	52 204 000	678 254	925 447	10 765 406	39 603 000	<b>12 369 107</b>	231 893	98
2032	44 001 000	641 707	875 580	10 185 316	32 079 000	<b>11 702 603</b>	219 397	98
2033	36 918 000	588 527	803 019	9 341 239	25 984 000	<b>10 732 785</b>	201 215	98
2034	30 880 000	539 492	736 113	8 562 945	20 857 000	<b>9 838 550</b>	184 450	98
2035	25 939 000	495 571	676 184	7 865 812	16 732 000	<b>9 037 566</b>	169 434	98
2036	21 843 000	456 063	622 277	7 238 734	13 370 000	<b>8 317 074</b>	155 926	98
2037	18 457 000	419 354	572 189	6 656 081	10 666 000	<b>7 647 624</b>	143 376	98
2038	15 574 000	385 498	525 994	6 118 708	8 412 000	<b>7 030 200</b>	131 800	98
2039	13 209 000	355 086	484 499	5 636 012	6 612 000	<b>6 475 597</b>	121 403	98
2040	11 244 000	327 689	447 117	5 201 158	5 156 000	<b>5 975 964</b>	112 036	98
2041	9 608 000	302 230	412 379	4 797 060	3 993 000	<b>5 511 669</b>	103 331	98
2042	8 214 000	278 708	380 285	4 423 718	3 036 000	<b>5 082 711</b>	95 289	98
2043	7 074 000	258 147	352 230	4 097 364	2 278 000	<b>4 707 741</b>	88 259	98
2044	6 230 000	245 282	334 677	3 893 180	1 673 000	<b>4 473 139</b>	83 861	98
2045	5 412 000	226 982	309 706	3 602 708	1 195 000	<b>4 139 396</b>	77 604	98
2046	4 713 000	210 081	286 646	3 334 448	810 000	<b>3 831 174</b>	71 826	98
2047	4 139 000	194 848	265 861	3 092 673	519 000	<b>3 553 382</b>	66 618	98
2048	3 714 000	181 230	247 280	2 876 527	347 000	<b>3 305 038</b>	61 962	98
2049	3 353 000	168 474	229 875	2 674 051	223 000	<b>3 072 399</b>	57 601	98
2050	3 069 000	156 793	213 938	2 488 662	156 000	<b>2 859 393</b>	53 607	98
2051	2 845 000	146 190	199 469	2 320 359	129 000	<b>2 666 018</b>	49 982	98
2052	2 655 000	136 609	186 397	2 168 288	117 000	<b>2 491 294</b>	46 706	98
2053	2 482 000	127 835	174 426	2 029 033	107 000	<b>2 331 294</b>	43 706	98
2054	2 335 000	120 407	164 291	1 911 135	98 000	<b>2 195 833</b>	41 167	98
2055	2 198 000	113 464	154 816	1 800 927	90 000	<b>2 069 207</b>	38 793	98
2056	2 032 000	105 013	143 286	1 666 797	81 000	<b>1 915 096</b>	35 904	98
2057	1 810 000	93 872	128 083	1 489 951	66 000	<b>1 711 906</b>	32 094	98
2058	1 708 000	88 650	120 960	1 407 081	61 000	<b>1 616 691</b>	30 309	98
2059	1 616 000	83 968	114 570	1 332 754	56 000	<b>1 531 292</b>	28 708	98
2060	1 532 000	79 715	108 768	1 265 262	51 000	<b>1 453 746</b>	27 254	98
2061	1 078 000	55 494	75 719	880 814	47 000	<b>1 012 027</b>	18 973	98

## 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

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для разработки юрских продуктивных отложений месторождения Караколь рекомендуется следующая конструкция скважин:

Направление 426 мм устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор 323,9 мм устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений палеогена, на устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

Промежуточная колонна 244,5 мм устанавливается для перекрытия водоносных горизонтов и безопасного вскрытия продуктивных горизонтов, на устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна 168,3 мм устанавливается для разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долото	колонна		
Направление	490	426	50	0
Кондуктор	393,7	323,9	250	0
Промежуточная	295,3	244,5	1100	0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2000	0
Примечание - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Окончательные решения по конструкции скважин, выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методам освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

### *Рекомендации к производству буровых работ*

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ - допустимая нагрузка на крюке

должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых.

### ***Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин***

Выбор технологии цементирования обсадных колонн и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин. Рекомендации по цементированию скважин представлены в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн

Наименование показателей	Кондуктор 323,9 мм	Промежуточная	Эксплуатационная колонна
		колонна 244,5 мм	168,3 мм
Глубина спуска колонны, м	250	1100	2000
Высота подъема цемента	до устья	до устья	до устья
Тип цемента	ПЦТ I-CC-50	ПЦТ I-CC-100 или класс G	ПЦТ I-CC-100 или класс G
Плотность цементного раствора, г/см <sup>3</sup> :	1,55/1,90	1,55/1,90	1,55/1,90
I порция/II порция			
Добавки	I порция: облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель	I порция: облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, пеногаситель	I порция: облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, пеногаситель
	II порция: понизитель водоотдачи, пеногаситель	II порция: понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	II порция: понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	техническая вода, ПАВ	техническая вода, ПАВ	техническая вода, ПАВ,
			буферный материал

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений;
- использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин; уточнять места установки технологической оснастки после проведения ГИС.

## **7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

### ***Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии***

Требования к промывочным жидкостям для вскрытия продуктивных пластов разработаны с учетом всех возможных осложнений, которые базируются на геологической информации, полученной при бурении скважин на месторождении Караколь.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геолого-техническими условиями проводки скважин:

- осыпи стенок скважины;
- кавернообразования и сужения ствола скважины;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления с присутствием углекислого газа (CO<sub>2</sub>).

Продуктивные пласты приурочены к юрским отложениям, в разрезе которых отмечается наличие глин и аргиллитов, способствующих осыпям стенок скважины, кавернообразованию и прихватоопасности, поэтому при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их

реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода химических реагентов и кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, и, как следствие, к ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание твердой фазы;
- минимально допустимая плотность бурового раствора согласно Правилам;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- использование в качестве утяжелителя бурового раствора кислоторастворимых карбонатных утяжелителей;
- при использовании ингибированного KCl бурового раствора его содержание в фильтрате раствора должно быть не менее 3% для обеспечения эффекта ингибирования глин разреза.

За 50-100 м до вскрытия продуктивных горизонтов в процессе бурения начать ввод поглотителей или нейтрализаторов CO<sub>2</sub>.

Для снижения риска прихватов колонн в процессе бурения в буровой раствор необходимо вводить смазывающие противоприхватные добавки.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы, особенно в кавернозной части ствола, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5-6 м<sup>3</sup>.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, особенно по поддержанию твердой фазы и плотности, предусмотреть трехступенчатую систему очистки от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуга – при необходимости.

### ***Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости***

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов при вторичном вскрытии необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт в результате его высокой фильтрации рассол необходимо загущать специальными полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

### ***Рекомендации к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин***

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины проводить в соответствии с Правилами и начинать при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

2) установлены сепаратор, емкости для сбора флюида и проведена факельная линия для сжигания попутного газа.

3) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой.

Интервалы продуктивных объектов намечает геологическая служба недропользователя по результатам интерпретации геофизических исследований скважины (далее ГИС). Геологическая служба недропользователя выбирает способ вскрытия, наименование перфоратора, тип заряда и плотность перфорации.

Перфорацию и освоение скважины и связанные с ними работы проводить по плану организации работ (далее ПОР), составленному подрядчиком и согласованному с недропользователем с указанием технологии, оборудования и ответственного руководителя работ. До перфорации выполнить мероприятия по предотвращению неконтролируемых газонефтеводопроявлений (далее ГНВП) и открытого фонтанирования (далее ОФ), составить акт готовности скважины к перфорации и получить письменное разрешение

руководителя работ, представителя заказчика и аварийно-спасательной службы (далее АСС) на проведение перфорации.

Перфорация может быть проведена или спуском перфораторов на насосно-компрессорных трубах (далее НКТ) или спуском перфораторов на кабеле.

В случае спуска перфораторов на НКТ заполнить скважину технической водой. Спустить НКТ с перфораторами в интервал перфорации. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой (далее ФА). ФА до установки на устье скважины опрессовать на пробное давление, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязать ФА коммуникациями с наземным оборудованием. Снизить уровень жидкости в скважине свабированием для создания необходимой депрессии на пласт. Перфорировать продуктивный пласт.

В случае спуска перфораторов на кабеле перфорацию рекомендуется проводить в среде перфорационной жидкости, отвечающей требованиям п. 7.2.2 для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

До спуска в скважину на кабеле заряженного перфоратора рекомендуется спустить в скважину шаблон перфоратора с глубинным манометром для проверки беспрепятственной проходимости заряженного перфоратора и замера давления в колонне в зоне перфорации.

Во время перфорации рекомендуется наблюдать за уровнем жидкости в скважине. В случае снижения уровня доливать скважину перфорационной жидкостью.

Оборудование устья, трубопроводы, установка сепарации и замера продукции скважины должны обеспечивать возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации.

Проверить готовность скважины к освоению и составить акт с участием представителей подрядчика, недропользователя и АСС.

Работы по освоению начинать только при соблюдении технологических условий и обеспеченности техническими средствами и материалами, предусмотренными в индивидуальном плане работ на освоение скважины.

Освоение и исследование скважины производить в присутствии ответственного лица. В процессе освоения скважины проводить комплекс термобарических и гидродинамических исследований и отбор проб пластового флюида.

При получении слабого притока углеводородов рекомендуется проводить работы по интенсификации притока. Интенсификацию притока проводить повторной (или дополнительной) перфорацией или обработкой призабойной зоны, технологию и

параметры которой выбирает геологическая и технологическая службы недропользователя в зависимости от геолого-физических свойств пласта.

Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от промывочной жидкости.

Скважину считать освоенной, если в результате проведённых работ определена продуктивность пласта и получен приток флюида, характерный для данного объекта.

Выбор способа эксплуатации, подбор, установку скважинного оборудования, а также дальнейшие работы осуществляет недропользователь в соответствии с проектными документами на разработку.

На проведенные работы по перфорации, освоению и испытанию скважины составлять суточные рапорта по форме, установленной в организации. Результаты проведённых работ оформлять в виде актов.

## **8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**

Обоснование проекта плана добычи нефти и попутного газа выполнено на основе расчета технико-экономических показателей по годам и технических решений, приведенных в разделах 3-5 на период с 2026 г. и по рентабельный период 2061 г.

В таблицах 8.1-8.4 приведены плановые показатели по объемам бурения, добыче нефти, газа, а также динамика фонда и средних дебитов скважин по объектам по месторождению Караколь для рекомендуемого 2 варианта разработки.

## 9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Контроль разработки месторождения Караколь предлагается осуществлять в виде комплекса целенаправленных и планомерных исследований, направленных на получение необходимого и достаточного объема информации для решения отдельных задач разработки в масштабе отдельного объекта разработки или месторождения в целом.

Контроль разработки осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической эффективности, как системы разработки объектов в целом, так и отдельных технологических решений, используемых в этой системе, включая мероприятия по их регулированию;
- получения информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектированию мероприятий по их усовершенствованию.

Для месторождения Караколь контроль разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования предлагается вести с использованием следующих основных видов исследований:

- Определение дебитов жидкости добывающих скважин и приёмистости нагнетательных скважин, содержание парафина в добываемой продукции.
- Физико-химических исследования свойств нефти.
- Гидродинамические исследования пластов и скважин.
- Промыслово-геофизические исследования скважин.
- Гидрохимические исследования.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Караколь определены на основании «Регламента составления проектов...», «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК», «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений».

Комплекс исследований предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров и приведён в таблице 9.1.

### *Исследования скважин в открытом стволе*

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-

емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500: запись кажущегося сопротивления (КС); боковой каротаж (БК); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя: запись кажущегося сопротивления (КС); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнить инклинометрию.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

#### ***Исследования скважин в эксплуатационной колонне***

Основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) за разработкой являются: изучение охвата процессом дренирования продуктивных пластов; изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит: гамма-каротаж (ГК) – для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатор муфт (ЛМ); механическую ((РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии – для определения профиля притока пластового флюида; влагометрию (ВГД) – для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины; плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) – для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты – газ, нефть, вода.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Такой контроль на месторождении с начала разработки осуществляется следующим образом: первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементажа для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

Таблица 9.1. – Рекомендуемый комплекс исследований по месторождению Караколь

Цели и задачи исследований	Виды исследований	Периодичность исследований
<b>1. Геофизические исследования</b>		
Определение границ пластов-коллекторов, оценка емкостных свойств	Общие ГИС (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT).	Во всех проектных добывающих скважинах после бурения
Контроль за равномерной выработкой запасов нефти	Контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагометрия, барометрия, резистивиметрия	В проектных скважинах после бурения перед вводом в эксплуатацию.
Контроль за техническим состоянием скважин	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Во всех скважинах - разовые, в процессе разработки - до и после проведения ГТМ по обработке ПЗС.
<b>2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды</b>		
Контроль за свойствами флюидов в пластовых и поверхностных условиях	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа при фонтанировании	В процессе разработки - с периодичностью раз в два года из работающих скважин при фонтанировании по необходимости
	Отбор и исследование устьевых проб нефти и газа	Из работающих скважин с периодичностью раз в год
	Отбор и исследование проб пластовой воды	По мере необходимости и при появлении в продукции воды при условии фонтанировании
	Определение источников обводнения	По мере необходимости
<b>3. Гидродинамические исследования скважин и пластов</b>		
Контроль за характеристиками эксплуатации скважин	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
Контроль за обводнением скважин и пластов	Определение обводненности добываемой продукции	При появлении в составе: по скважинам с высокой обводненностью – раз в неделю, по остальным – не менее 1 раза в месяц
Контроль за промысловым газовым фактором и режимом работы скважин	Определение газового фактора	При Рпл и Рзаб выше Рнас – раз в год индивидуально по скважинам. При эксплуатации скважин с Рзаб ниже Рнас периодичность увеличивается до 1 замера в квартал
Контроль за энергетическим состоянием скважин и пластов	Замеры пластовых (статических) давлений	Замеры Рпл проводить с периодичностью раз в полугодие в фонтанных скважин, замеры Нст - ежеквартально. При мех.способе добычи оборудовать забойными манометрами
	Замеры забойных (динамических) давлений	Замеры Рзаб проводить с периодичностью раз в квартал в фонтанной скважине, замеры Ндин – 2 раза в год. При мех.способе добычи оборудовать забойными манометрами
Контроль за продуктивными и фильтрационно-емкостными св-вами ПЗС, также за энергетическим состоянием и контроля оптимального режима работы	Исследования методом установившихся отборов (МУО)	Разовые исследования во всех скважинах, перед вводом в эксплуатацию и при условии фонтанирования. В процессе добычи - по мере необходимости и обязательно – до и после проведения ГТМ по обработкам ПЗС
	Исследования методом неустановившихся отборов - регистрацией кривой восстановления давления (КВД)	

### ***Комплекс физико-химических исследований нефти***

Цель исследований нефти, нефтяного газа и пластовой воды состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые могут изменяться не только между различными залежами, но и в пределах одной и той же залежи.

Игнорирование неоднородности свойств нефти по площади залежи и отсутствие контроля за изменением физико-химических свойств в процессе эксплуатации месторождения, могут привести к серьезным ошибкам при прогнозировании параметров разработки месторождения.

В связи с обширной областью применения результатов исследования нефти, нефтяного газа и пластовой воды, требующихся для проектирования разработки месторождения, при проектировании промыслового оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта необходим большой комплекс исследований, в который входят:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадка нефти, температуру насыщения нефти парафином;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти, в которую входят следующие параметры – плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием отбора качественных глубинных проб является наличие однофазного притока пластовых флюидов на забой скважины, что возможно при

превышении забойного давления над давлением насыщения. Отбор качественных проб пластовой нефти в условиях предельной или близкой к предельной насыщенности нефти газом имеет ряд особенностей и трудностей.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме. Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;
- предварительная отработка скважины в течение 3 суток на минимальном режиме;
- остановка скважины на восстановление пластового давления;
- замер пластового давления и пластовой температуры;
- пуск скважины на минимальном режиме;
- отбор не менее трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

По отобранным пробам рекомендуется выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Далее, в процессе разработки отбор и изучение глубинных проб нефти необходимо проводить с периодичностью не менее одного раза в два года из каждой скважины при фонтанировании.

Свойства нефти в поверхностных условиях рекомендуется изучать по разгазированным глубинным пробам нефти, а также отбором устьевых проб нефти. Периодичность исследований устьевых проб нефти – раз в год из каждой скважины при необходимости.

В процессе разработки месторождения ожидается не высокая обводненность добываемой продукции, учитывая опыт разработки месторождений с аналогичными

свойствами пород-коллекторов. Тем не менее, при получении воды в добываемой продукции скважин, контроль за свойствами и состоянием необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав ( $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;

- микробиологический анализ – определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.

Данные исследования по пластовым водам включают отбор проб и определение физико-химического и микробиологического состава вод с периодичностью 1 раз в год при наличии воды в добывающих скважинах.

Согласно «Единым правилам...», в обязательный комплекс промысловых измерений входят: замеры промыслового газового фактора по скважинам. Тестовые и индивидуальные по скважинам замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в год при пластовом и забойном давлениях больше давления насыщения.

### ***Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов***

Рекомендуется предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы, в течение всего времени реализации проектного документа. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин. Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками: снижение пластового давления на единицу добычи нефти; изменение профиля притока нефти. В соответствии с этим необходимо организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры при длительной работе скважин на постоянном режиме; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом механических примесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится

гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов (прослеживание уровня). Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

Исследования методом установившихся отборов (МУО).

При исследовании МУО работы скважин на трех режимах необходимо замерить ее дебиты и забойное давление (динамический уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Исследования МУО в период промышленной эксплуатации должны проводиться как разовые по всем новым скважинам перед вводом в эксплуатацию, а также по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины). Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор, забойное давление, и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание механических примесей. На основании данных исследования строятся индикаторная диаграмма (зависимость дебит – депрессия на забое).

Исследования методом восстановления давления/уровней (КВД/КВУ).

Метод КВД (КВУ) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе скважин.

В процессе исследования методом КВД (КВУ) регистрируется забойное давление добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на исследовании КВД (КВУ) необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин при помощи глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД (КВУ) на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД (КВУ) с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Исследования скважин методом КВД (КВУ) в период промышленной эксплуатации должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым скважинам при фонтанировании, по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины).

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях.

Как известно, добывающие скважины рекомендуется эксплуатировать механизированным способом добычи. В этом случае, режимные исследования можно проводить путем изменения параметров работы скважин: число оборотов; число качаний; длина хода штока и т.д.

С периодичностью один раз в квартал рекомендуется проводить исследования по определению забойного давления во всех добывающих скважинах, а с периодичностью один раз в год – пластовых давлений при фонтанировании. Контроль в скважинах за динамическими уровнями можно выполнять с периодичностью один раз в год. Контроль в скважинах за статическими уровнями можно выполнять с периодичностью один раз в полугодия.

## 10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность проблемы охраны недр и окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном проведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Охрана и рациональное использование природных ресурсов в условиях высоких темпов развития производства является одной из важнейших социальных и экономических задач.

Промышленность, связанная с добычей и подготовкой нефти, относится к числу основных отраслей-загрязнителей. Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы, атмосферы, земельных ресурсов и недр. Различные по химическому составу твердые отходы, а также сточные воды, образующиеся при нефтедобыче, загрязняя почвогрунты, поверхностные и грунтовые воды, ухудшают их санитарно-гигиеническое состояние и снижают биологическую продуктивность.

В связи с этим необходимы особые меры по охране недр и окружающей среды.

Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на другие объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностные и подземные воды, почвенные и земельные ресурсы, флору и фауну, и социально-экономические аспекты, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разрабатываемого месторождения.

Данным разделом предусмотрены мероприятия, снижающие в процессе разработки месторождения Караколь загрязнение водных ресурсов, атмосферного воздуха, почв, растительного и животного мира.

Добыча нефти и газа по воздействию на природные комплексы относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности. Влияние её сказывается на компонентах природной среды – атмосферном воздухе, рельефе местности, подземных и поверхностных водах, животном мире, растительности, почве и, в конечном итоге, на человеке.

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в экологической оценке к «Проекту разработки месторождения Караколь», в которой подробно рассмотрены предварительные качественные и количественные характеристики воздействия на компоненты окружающей среды, а также определены потенциально возможные направления изменений в

компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды.

### ***10.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха***

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Караколь являются технологическое оборудование, системы и сооружения основного и вспомогательного производств, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции (углеводородного сырья).

Учитывая продолжительность ведения работ, площадь воздействия, расположение источников воздействия на атмосферный воздух, отсутствие крупных источников загрязнения атмосферы, способность атмосферы к самоочищению при незначительном вкладе в загрязнение от объектов воздействия, качество атмосферного воздуха, практически, сохранится на прежнем уровне.

*Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха в процессе разработки месторождения являются:*

- использование современных новых технологий, а также современного нефтяного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- временное прекращение плановых ремонтов, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и трубопроводов;
- герметизированная система сбора и подготовки газа с технологическим режимом по нормам проектирования, с целью уменьшения объема выбросов вредных веществ в атмосферу при возможных авариях;
- эксплуатация аппаратов, работающих под давлением, должна производиться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности;

- проведение мониторинговых исследований за состоянием атмосферного воздуха.

### ***10.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов***

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе разработки месторождения Караколь, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия планируемых работ на компоненты окружающей среды:

- производственные процессы исключают какие-либо стоки с площадок технологических сооружений на рельеф;
- обвалование технологических площадок, исключаящее разлив нефтепродуктов на рельеф;
- внедрение системы автоматики и телемеханики, обеспечивающих работу системы сбора и транспорта углеводородного сырья в безаварийном режиме;
- обеспечение регулярного режима наблюдений за уровнем и качеством грунтовых вод на месторождении.

Мероприятия по снижению воздействия на подземные воды условно можно разделить на две группы: общие меры и мероприятия по защите непосредственно грунтовых вод. Они в свою очередь делятся на технические и технологические меры для первой группы и профилактические и специальные для второй группы.

#### *К профилактическим мероприятиям относятся:*

- выбор такого местоположения загрязняющего объекта, при котором его отрицательное воздействие на окружающую среду и грунтовые воды, в частности, будет минимальным;
- оценка воздействия проектируемого объекта на грунтовые воды и окружающую среду;
- изучение защищенности грунтовых вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения грунтовых вод.

#### *К специальным мероприятиям относятся:*

- ликвидация областей загрязнения подземных вод путем откачки их из центра области загрязнения;
- откачка загрязненных подземных вод для локализации области загрязнения и недопущения дальнейшего распространения загрязняющих веществ по водоносному горизонту.

Осуществление специальных защитных мероприятий требует больших материальных затрат и зачастую сопряжено со значительными техническими трудностями. Особенно сложным является сброс больших количеств, откачиваемых загрязненных подземных вод. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.

### ***10.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира***

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова при разработке месторождения необходимо:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах;
- до минимума сократить объемы земляных работ по срезке или выравниванию рельефа;
- бережно относиться и сохранять растительность;
- разработать и строго выполнять мероприятия по сохранению почвенных покровов, исключению эрозийных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр») запланированы:

- инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и на специально оборудованных полигонах;
- контроль выполнения запланированных мероприятий;
- обучение работающего персонала экологически безопасным методам ведения работ.

Для объективной оценки влияния загрязнения на почвы необходимо учитывать их устойчивость к загрязнению. Степень устойчивости почвы к химическим загрязняющим веществам оценивают по отношению к конкретному химическому загрязняющему веществу. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы данной территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью. К местам повышенного риска загрязнения почвенного покрова месторождения относятся участки, непосредственно прилегающие к площадкам скважин и местам транспортировки в пределах месторождения.

Программой производственного мониторинга на месторождении предусматривается система наблюдений за почвами месторождения, которая заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению на предмет определения их загрязнения нефтью, химическими реагентами, солями, тяжелыми металлами и т.д.

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории месторождения запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения по обустройству месторождения принять с учетом требований Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем;
- предотвращение случайной гибели животных и растений;
- создание условий производственной дисциплины, исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при разработке месторождения намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;

- поддержание в чистоте территории площадок и прилегающих площадей;
- исключение проливов нефти и нефтепродуктов, своевременная их ликвидация;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.
- организация и проведение мониторинговых работ.

#### ***10.4. Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов***

Процесс разработки месторождения Караколь сопровождается образованием различных видов отходов, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды. Для минимизации воздействия влияния отходов на процесс жизнедеятельности окружающей среды необходима четко работающая схема сбора, хранения и утилизации отходов производства и потребления с учетом всех современных средств и технологий в этой области.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов разработаны организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления.

*Основными мероприятиями по уменьшению влияния отходов производства на окружающую среду являются:*

- содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;
- совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;
- осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты;
- разработка методов нейтрализации парящих отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;
- предотвращение смешивания различных видов отходов;
- организация максимально возможного вторичного использования отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов.

Суммарное воздействие всех отходов, так или иначе, затрагивает все компоненты окружающей природной среды.

### ***10.5. Мероприятия по охране недр***

В целях наиболее организованного подхода к проведению мероприятий по охране недр деятельность нефтегазового предприятия по недропользованию должна проводиться в рамках директивных документов и нормативных требований, в соответствии с законами Республики Казахстан о недрах и по согласованию с местными и республиканскими недроохранными и природоохранными контролирующими органами.

Мероприятия по охране недр должны быть, прежде всего, направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе разработки месторождения предусматривают:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
- рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
- полное извлечение нефти и газа;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
- осуществления технических решений по предотвращению потерь нефти вследствие нарушений технологии разработки и эксплуатации нефтяных скважин, приводящих к обводнению и дегазации скважин;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
- изоляцию пробуренных нефтяных, газовых скважин;
- герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
- правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.

Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:

- сохранение земной поверхности;

- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, скважин; применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод.

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность гидрогеологического, геологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

#### ***10.6. Мероприятия по ликвидации аварий***

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при эксплуатации промышленных объектов на предприятии разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий.

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняют следующие основные мероприятия:

- ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- обеспечение вспомогательных работ на производстве;
- трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведение контроля за планировочными работами;

- строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- контроль технического состояния оборудования;
- своевременное и качественное проведение технического обслуживания и ремонта;
- прекращение операций по сливу/наливу ГСМ при высоких скоростях ветра (10 м/с и более);
- проведение обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- принятие эффективных мер по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- проведение контроля режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- использование систем или методов математического моделирования аварийных ситуаций;
- задействование системы автоматического контроля, включающую аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- осуществление безопасной эксплуатации транспортных средств в соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Занесение в паспорта или ремонтные журналы все проведенные ремонты оборудования. Оформление приемки оборудования после капитальных ремонтов в виде актов комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;

- согласование с органами пожарного надзора Республики Казахстан мероприятий по пожарной безопасности, перечня первичных средств пожаротушения и мест их расположения;
- обеспечение рабочих и ИТР спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. Установка на промышленных площадках передвижных бытовых вагончиков для хранения спецодежды, уголков по технике безопасности.

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ при эксплуатации месторождений.

### ***10.7. Противоэпидемическая безопасность и мероприятия***

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест. Заболеваемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции, регистрируется преимущественно в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

#### ***Основные противоэпидемические мероприятия:***

- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- включение в обязанности инженерно–технических работников организацию и контроль санитарного просвещения персонала по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно–следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- в связи с сезонной регистрацией чумы – обеспечение персонала, работающего на перемещении грунта, планировке, ремонтных работах защитной обувью (сапогами) и спецодеждой установленного типа;
- контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологическим проб у животных – переносчиков особо опасных

- инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции;
- необходим четкий контроль выполнения всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, и недопущение при этом возникновения аварийных ситуаций.

### *10.8. Заключение*

При реализации проектных решений на месторождении важнейшими экологическими аспектами являются: охрана атмосферного воздуха, водных ресурсов, недр, охрана почвенных и растительных ресурсов, охрана животного мира, охрана природной среды при хранении и утилизации отходов производства, радиационный контроль.

Рекомендуемые природоохранные мероприятия в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на компоненты окружающей среды формируют систему экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства и уменьшить воздействие на объекты окружающей среды в районе месторождения.

Тщательное выполнение природоохранных мероприятий позволит своевременно выявить, устранить или свести к минимуму воздействие на окружающую среду и обеспечить экологическую безопасность месторождения и его объектов.

Таким образом, при соблюдении норм технической и экологической безопасности при реализации проектных решений не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент».

## 11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По геологическому строению месторождение отнесено к категории сложных, по количеству извлекаемых запасов углеводородов – к группе мелких.

В 2025 г. был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Караколь по состоянию на 01.08.2025 г.» (протокол ГКЗ РК № 2790-25-У от 15.12.2025 г.). Утвержденные запасы нефти и газа, согласно протоколу ГКЗ РК № 2790-25-У от 15.12.2025 г. составили:

### *Нефть*

$C_1$  – 4517 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 1198,2 тыс.т.;

$C_2$  – 413 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 36,5 тыс.т.

### *Растворенный газ*

$C_1$  – 847,5 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 225,6 млн.м<sup>3</sup>;

$C_2$  – 64,6 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 4,7 млн.м<sup>3</sup>;

### *Газ из газовой шапки*

$C_1$  – 624 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 562 млн.м<sup>3</sup>.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю необходимо:

- при бурении новых скважин провести отбор керна для проведения лабораторных исследований и уточнения ФЕС пластов-коллекторов, отдельно проанализировать отложения J1-2ds свиты с целью определения граничных значений;
- продолжить геофизические исследования в скважине с использованием комплекса PLT;
- проводить отборы проб пластового флюида для уточнения физико-химических свойств нефти;
- определить компетентный состав и свойства свободного газа и газовой шапки;
- провести индикаторные трассерные исследования между скважинами в целях получения информации о наличии (или отсутствии) гидродинамической связи по всей площади продуктивных горизонтов;
- продолжить проведение ГДИС, систематически проводить замеры пластовых давлений для контроля за энергетическим состоянием продуктивных залежей;
- составить «Экспериментальную программу исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах данного месторождения», согласно п.127 ЕПРКИН;
- продолжить работы уточнению структурно-тектонической модели месторождения;
- продолжить работы по переводу запасов нефти категории  $C_2$  в  $C_1$ .

## 12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Международный опыт внедрения новых технологий при разведке и разработке месторождений нефти и газа показывает высокую эффективность. Основной целью применения различного рода новых технологий является повышение нефтеотдачи продуктивных горизонтов. Настоящим проектом рекомендуется применение как новых технологий, таких как «бурение горизонтальной скважин», так и испытанных технологий для технических решений, но не применённых ранее на месторождении Караколь.

В рамках мероприятий ОПИ рекомендуется бурение горизонтальной скважины с целью увеличения нефтеотдачи целевых горизонтов и определения возможности дальнейшей разработки месторождения горизонтальными скважинами.

Учитывая, что месторождение еще не перешло в стадию промышленной разработки и степень выработки запасов находится на начальной стадии разработки месторождения горизонтальными скважинами возможно более эффективный способ нежели разработка вертикальными скважинами.

Так как месторождение недостаточно изучено буровыми работами для выбора оптимального участка залежи для бурения горизонтальной скважины необходимо провести дополнительные исследования по результатам анализа и обобщения данных бурения и сейсморазведки.

Бурение горизонтальной скважины необходимо проводить в соответствии с утвержденным индивидуальным проектом на бурение скважины, составляемого в соответствии с законодательством РК в сфере недропользования.

### 13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидация последствий недропользования в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК сопровождается значительными финансовыми затратами, что обуславливает создание специального фонда уже в ходе эксплуатации месторождения. Согласно статье 55, Кодекса РК «О недрах и недропользовании» ликвидация проводится за счет недропользователя. Обеспечение исполнения обязательства по ликвидации последствий недропользования осуществляется в пользу Республики Казахстан. Исполнение недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования обеспечивается залогом банковского вклада.

Ликвидация последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан, и подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния.

Расчет стоимости ликвидационных работ, в целом по месторождению Караколь произведен по следующим объектам:

- техническая рекультивация нарушенных земель;
- ликвидация скважин;
- демонтаж надземного оборудования скважин (в том числе насосы, печи);
- демонтаж замерных установок и нефтяных коллекторов;
- демонтаж объектов электроснабжения.

Стоимость ликвидационных работ приведена в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Месторождение Караколь. Расчет стоимости затрат ликвидационных работ

Наименование затрат	Ед.изм.	Сметная стоимость
<b>Затраты на подготовительные работы по территории строительства</b>		
Техническая рекультивация нарушенных земель	тыс.тенге	636,82
<b>Итого</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>636,82</b>
<b>Основные объекты демонтажа</b>		
Ликвидация скважин (9 скв.)	тыс.тенге	45 000,00
Демонтаж надземного оборудования скважин (в том числе насосы, печи)	тыс.тенге	4 457,76
Демонтаж замерных установок и нефтяных коллекторов	тыс.тенге	4 408,38
Демонтаж объектов электроснабжения	тыс.тенге	954,94
<b>Итого</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>54 821,08</b>
<b>Итого по разделам</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>55 457,90</b>
<b>Временные здания и сооружения</b>		
Временные здания и сооружения	тыс.тенге	1 412,82
<b>Итого</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>1 412,82</b>
<b>Итого по разделам</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>56 870,72</b>
<b>Дополнительные затраты по ликвидации</b>		

*Продолжение таблицы 13.1*

<b>Наименование затрат</b>	<b>Ед.изм.</b>	<b>Сметная стоимость</b>
Производство строительно-монтажных работ в зимнее время	тыс.тенге	697,14
Затраты на вахтовый метод работ	тыс.тенге	3 112,24
Затраты на выслугу лет	тыс.тенге	518,71
Дополнительные затраты	тыс.тенге	207,48
<b>Итого</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>4 535,58</b>
<b>Итого по разделам</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>61 406,30</b>
Непредвиденные работы и затраты	тыс.тенге	1 228,13
<b>Итого по сметному расчету</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>62 634,43</b>
Прочие работы		
Экспертиза проекта	тыс.тенге	8 000,00
Авторский надзор	тыс.тенге	281,92
Технадзор	тыс.тенге	811,24
<b>Итого сметная стоимость, без учета НДС</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>71 727,59</b>

Общая сметная стоимость ликвидационных работ, без учета НДС, составит – 71 727,59 тыс. тенге.

По состоянию на 01.01.2026 г. размер отчислений, находящихся на специальном депозитном счете, для ликвидации последствий недропользования составляет 148 062 доллара США или 72 550 380 тенге по курсу 490 тенге за доллар.

На дату проекта момент фактически начисленная сумма в ликвидационный фонд обеспечивает полное исполнение обязательств по ликвидации последствий недропользования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ОПУБЛИКОВАННЫЕ

1. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных, Москва, Недра, 1984 г.
2. Водный кодекс РК №481-П от 09.07.03 г. (с последними изменениями и дополнениями).
3. Земельный кодекс РК №442-П от 20.06.2003 г. (с последними изменениями и дополнениями).
4. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» № 593-П от 09.07.2004 г. (с последними изменениями и дополнениями).
5. Инструкция по классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов и природного углеводородного газа, г. Алматы, 2005 г. (с изменениями и дополнениями 2009 г.).
6. Кинематический анализ юрских грабенов Южного Тургая и роль мезозойского этапа в истории Каратау-Таласо-Ферганского сдвига (Южный Казахстан и Тянь-Шань) – «Геотектоника», Д. В. Алексеев, В. А. Быкадоров, Ю. А. Волож, Р. Б. Сапожников, № 2, 2017 г.
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями на 29.06.2018 г.).
8. О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Южно-Тургайской впадины. – «Геология нефти и газа», Акишев Т.А., Курманов С.К., Сапожников Р.Б., № 3, 1986 г.
9. Приказ исполняющего обязанности Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 мая 2018 года № 419 «Об утверждении форм отчетов по геологическому изучению недр».
10. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах», М., Недра, 2002 г.
11. Требования к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу, г. Астана, 2007 г.
12. Экологический кодекс РК №212-III ЗРК от 09.01.07 г. (с последними изменениями и дополнениями).
13. Characteristics of strike-slip inversion structures of the Karatau fault and their petroleum geological significances in the South Turgay Basin, Kazakhstan – «Petroleum Science», Yin Wei, Fan Zifei, Zheng Junzhang, Yin Jiquan ,Vol. 9, 2012 г.

**ФОНДОВЫЕ**

14. «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «LARGEO ENERGY», г. Алматы, 2015 г.
15. «Дополнение № 1 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) ТОО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», 2014 г.
16. «Дополнения № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) ТОО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», 2015 г.
17. «Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) ТОО «Кристалл Менеджмент». ТОО «КазНИГРИ», 2016 г.
18. «Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) ТОО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», 2017 г.
19. «Дополнение № 5 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) ТОО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», 2018 г.
20. «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь» (по состоянию изученности на 01.05.2020 г.), ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2020 г.
21. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2016 г.
22. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке Блок А, принадлежащем ТОО «Кристалл Менеджмент», ТОО «Reservoir Evaluation Services», ТОО «Reservoir Evaluation Services», 2016 г.
23. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент», ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2017 г.
24. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.06.2018 г.», ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2018 г.
25. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь в Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.2020 г.», АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2020 г.
26. «Отчет по подсчету запасов нефти, растворенного и свободного газа месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию изученности на 02.01.2018 г.», г. Шымкент, 2018 год.

27. «Отчет по стандартному и специальному, геохимическому исследованиям кернового материала со скважины КМ-7. Структура Караколь». Филиал ТОО "НИИ ТДБ "КАЗМУНАЙГАЗ" "КАСПИЙМУНАЙГАЗ", г. Атырау, 2018 г.
28. «Отчет о выполнении плана мероприятий по охране окружающей среды АО «Кристалл Менеджмент» за 3 квартал 2021 года.
29. «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащей АО «Кристалл Менеджмент» ТОО «Reservoir Evaluation Services», 2016 г.
30. «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Арысқум по состоянию на 02.01.2016 г.» (Кызылординской области Республики Казахстан). АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2016 год.
31. «Проект поисковых работ на территории участка (блок А) ТОО «Кристалл Менеджмент», ТОО «Кен Бағдар», 2013 г.
32. «Проект пробной эксплуатации месторождения Караколь» (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.). ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2019 г.
33. Стандартный комплекс исследований керна по скважине К-1 структура Караколь. ТОО «Stratum CER», г. Актау, 2020 г.
34. ФИНАЛЬНЫЙ ОТЧЕТ ПО СПЕЦИАЛЬНОМУ АНАЛИЗУ КЕРНА. Структура Караколь. Скважина К-1. ТОО «Stratum CER», г. Актау, 2020 г.
35. Стандартный комплекс исследований керна по скважине К-2 структура Караколь. ТОО «Stratum CER», г. Актау, 2020 г.
36. ФИНАЛЬНЫЙ ОТЧЕТ ПО СПЕЦИАЛЬНОМУ АНАЛИЗУ КЕРНА. Структура Караколь. Скважина К-2. ТОО «Stratum CER», г. Актау, 2020 г.
37. Стандартный комплекс исследований керна по скважине К-6 структура Караколь. ТОО «Stratum CER», г. Актау, 2020 г.
38. ФИНАЛЬНЫЙ ОТЧЕТ ПО СПЕЦИАЛЬНОМУ АНАЛИЗУ КЕРНА. Структура Караколь. Скважина К-6. ТОО «Stratum CER», г. Актау, 2020 г.
39. «Подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь по состоянию на 02.01.2022г.». АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2022 г.
40. «Проект разработки месторождения Караколь по состоянию на 01.01.2022г.». АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2022 г.
41. «Анализ разработки месторождения Караколь по состоянию изученности на 01.10.2024 г.». ТОО «Geoscience Consulting», г. Астана, 2024 г.

**ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

Т.П. Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Караколь. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Ввод скважин из консервации	Ввод добывающих скважин из прочих категорий	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин			Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добыв	нагнет					всего	в т,ч, доб	в т,ч, нагнет	всего	в том числе в мех. добыче	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	0	0	9	0	3	15,9	0	0	0	9	6	14,0	19,1
2027	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	15,5	18,2
2028	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	13,9	17
2029	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	12,7	16,1
2030	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	11,5	15,2
2031	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	10,4	14,5
2032	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	9,5	13,7
2033	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	8,6	13
2034	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	7,8	12,3
2035	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	7,1	11,7
2036	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	6,5	11,1
2037	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	5,9	10,5
2038	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	5,3	10
2039	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	4,8	9,5
2040	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	4,5	8,8
2041	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	4,2	8,5
2042	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	3,8	8,1
2043	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	3,5	7,7
2044	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	3,2	7,4
2045	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	2,9	7
2046	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	2,6	6,7
2047	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	2,4	6,4
2048	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	2,2	6,1
2049	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	9	6	2	5,8
2050	0	0	0	9	0	0	15,9	1	1	0	8	6	1,8	5,8
2051	0	0	0	9	0	0	15,9	0	0	0	8	6	1,8	5,6

Т.П. Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки. Месторождение Караколь. 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора отизвлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	Кэфф. нефтеотд., %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>		Добыча свободного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		нач.	тек.				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	45,1	3,8	4,0	103,6	8,6	0,023	53,4	25,7	120,3	25,7	15,5	8,627	30,5	8,159	8,2
2027	41,2	3,4	3,8	144,8	12,1	0,032	48,7	17,4	162,9	43,1	15,4	7,601	38,1	44,506	52,7
2028	38,0	3,2	3,6	182,8	15,3	0,040	45,1	25,9	213,2	69,0	15,7	6,987	45,1	42,067	94,8
2029	34,5	2,9	3,4	217,3	18,1	0,048	42,7	24,2	260,9	93,2	19,2	6,805	51,9	35,304	130,1
2030	32,0	2,7	3,3	249,3	20,8	0,055	40,5	22,4	306	115,6	21,0	6,273	58,2	28,607	158,7
2031	30,9	2,6	3,3	280,2	23,4	0,062	38,5	20,9	348,7	136,5	19,7	5,699	63,9	23,173	181,9
2032	28,0	2,3	3,1	308,2	25,7	0,068	37,1	19,4	389,2	155,9	24,5	5,177	69,0	18,715	200,6
2033	26,5	2,2	3,0	334,7	27,9	0,074	36,4	18,1	427,7	174,0	27,2	4,716	73,8	15,117	215,7
2034	23,1	1,9	2,7	357,8	29,9	0,079	35,1	16,8	464,1	190,8	34,2	4,273	78,0	12,103	227,8
2035	21,0	1,8	2,5	378,8	31,6	0,084	34,6	15,7	498,7	206,5	39,3	3,882	81,9	9,689	237,5
2036	19,5	1,6	2,4	398,3	33,2	0,088	32,8	14,6	531,5	221,1	40,5	3,526	85,4	7,729	245,2
2037	17,4	1,5	2,2	415,7	34,7	0,092	31,2	13,6	562,7	234,7	44,2	3,213	88,7	6,161	251,4
2038	16,1	1,3	2,1	431,8	36,0	0,096	29,6	12,6	592,3	247,3	45,6	2,91	91,6	4,859	256,2
2039	14,3	1,2	1,9	446,1	37,2	0,099	28,1	11,7	620,4	259,0	49,1	2,644	94,2	3,824	260,1
2040	13,3	1,1	1,8	459,4	38,3	0,102	26,7	9,6	647,1	268,6	50,2	2,509	96,7	2,991	263,0
2041	12,5	1,0	1,7	471,9	39,4	0,104	25,3	7,3	672,5	275,9	50,6	2,408	99,1	2,329	265,4
2042	11,3	0,9	1,6	483,2	40,3	0,107	24	6,7	696,5	282,6	52,9	2,182	101,3	1,787	267,2
2043	10,3	0,9	1,4	493,5	41,2	0,109	22,9	6,3	719,4	288,9	55,0	1,982	103,3	1,359	268,5
2044	9,3	0,8	1,3	502,8	42,0	0,111	21,8	5,8	741,1	294,7	57,3	1,801	105,1	1,019	269,5
2045	8,5	0,7	1,2	511,3	42,7	0,113	20,8	5,4	761,9	300,1	59,1	1,64	106,7	0,751	270,3
2046	7,7	0,6	1,1	519,0	43,3	0,115	19,7	5,0	781,7	305,1	60,9	1,486	108,2	0,536	270,8
2047	7,0	0,6	1,0	526,0	43,9	0,116	18,8	4,7	800,4	309,8	62,8	1,35	109,6	0,369	271,2
2048	6,4	0,5	1,0	532,4	44,4	0,118	17,9	4,4	818,4	314,2	64,2	1,226	110,8	0,239	271,4
2049	5,8	0,5	0,9	538,2	44,9	0,119	17,1	4,1	835,5	318,3	66,1	1,117	111,9	0,138	271,6
2050	5,2	0,4	0,8	543,4	45,4	0,120	16,2	3,7	851,7	322,0	67,9	1,008	112,9	0,079	271,7
2051	4,6	0,4	0,7	548,0	45,7	0,121	14,7	2,0	866,4	324,0	68,7	0,933	113,8	0,058	271,7

Т.П. Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Караколь. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин с начала разработки	Ввод добывающих скважин из прочих категорий	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Выбытие скважин			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной
	добыв.	нагн					всего	в т.ч. доб.	в т.ч. нагнет.	всего	в том числе в мех. добыче		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
2026	0	0	9	3	15,9	0	0	0	0	6	6	0	14	19,1	0
2027	0	0	9	0	15,9	0	0	0	0	9	5	0	19,9	22,6	0
2028	1	0	10	0	17,7	1	0	0	0	9	8	1	19,1	22,8	112,7
2029	4	0	14	0	24,7	0	0	0	0	13	10	1	17,1	20,5	142,2
2030	3	0	17	0	30	0	0	0	0	16	12	1	14,5	17,8	146,2
2031	3	0	20	0	35,3	0	0	0	0	19	15	1	12,6	15,8	148,8
2032	3	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	11,5	14,5	141
2033	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	9,9	13,1	134,3
2034	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	8,8	12,1	128
2035	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	7,8	11,3	122,2
2036	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	7	10,5	116,8
2037	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	6,3	9,8	111,7
2038	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	5,6	9,2	106,8
2039	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	5	8,6	102,3
2040	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	4,5	8	98
2041	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	4	7,5	94
2042	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	15	1	3,6	7,1	90,2
2043	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	14	1	3,2	6,7	86,5
2044	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	22	13	1	3	6,3	83,1
2045	0	0	23	0	40,6	0	1	1	0	21	13	1	2,7	6,1	79,8
2046	0	0	23	0	40,6	0	0	0	0	21	13	1	2,5	5,8	76,7
2047	0	0	23	0	40,6	0	1	1	0	20	12	1	2,3	5,5	68,8
2048	0	0	23	0	40,6	0	1	1	0	19	9	1	2,2	5,4	65,3
2049	0	0	23	0	40,6	0	3	3	0	16	9	1	2	5,6	62,8
2050	0	0	23	0	40,6	0	1	1	0	15	8	1	2	5	56,2
2051	0	0	23	0	40,6	0	2	2	0	13	7	1	1,9	4,3	36,2
2052	0	0	23	0	40,6	0	1	1	0	12	4	1	1,9	4,3	32,5
2053	0	0	23	0	40,6	0	3	3	0	9	4	1	1,9	5	31,4

Т.П. Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки. Месторождение Караколь. 3 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	Кэфф. нефтеотд, д.сд.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>		Добыча свободного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		нач.	тек.				всего	мех. способом	всего	мех. способом		год.	накоп.	годовая	накоп	годовая	накоп
2026	45,1	3,8	4,0	103,6	8,6	0,023	53,4	25,7	146,0	25,7	15,5	-	-	5,357	30,5	8,159	8,2
2027	52,8	4,4	4,8	156,4	13,1	0,035	61,5	36,3	207,5	62,0	14,1	-	-	8,04	38,5	44,506	52,7
2028	56,6	4,7	5,4	213,0	17,8	0,047	67,1	36,1	274,6	98,1	15,6	18,5	18,5	10,603	49,1	48,213	100,9
2029	64	5,3	6,5	277,0	23,1	0,061	78,0	38,5	316,4	136,6	17,9	46,8	65,3	12,123	61,3	60,214	161,1
2030	71,3	6,0	7,7	348,3	29,1	0,077	88,0	47,0	404,4	183,6	19,0	48	113,4	13,033	74,3	52,736	213,8
2031	74,3	6,2	8,7	422,6	35,3	0,094	93,7	51,5	498,1	235,1	20,7	48,9	162,3	13,328	87,6	45,886	259,7
2032	76,8	6,4	9,9	499,4	41,7	0,111	98,6	57,9	596,6	293,0	22,1	46,3	208,6	13,26	100,9	36,417	296,1
2033	71,6	6,0	10,2	571,0	47,7	0,126	94,6	55,2	691,2	348,2	24,3	44,2	252,8	12,254	113,1	28,401	324,5
2034	63,6	5,3	10,1	634,6	53,0	0,140	87,7	49,8	778,9	398,0	27,5	42,1	294,9	10,902	124	21,946	346,5
2035	56,7	4,7	10,1	691,3	57,7	0,153	81,6	45,1	860,4	443,1	30,5	40,1	335	9,739	133,8	16,948	363,4
2036	50,6	4,2	10,0	741,9	61,9	0,164	76,0	40,8	936,5	483,9	33,4	38,4	373,4	8,709	142,5	13,031	376,5
2037	45,4	3,8	9,9	787,3	65,7	0,174	71,2	37,1	1007,6	521,0	36,2	36,8	410,2	7,819	150,3	9,995	386,5
2038	40,4	3,4	9,8	827,7	69,1	0,183	66,3	33,5	1073,9	554,5	39,1	35,1	445,3	6,988	157,3	7,569	394
2039	34,2	2,9	9,2	861,9	71,9	0,191	62,0	30,4	1136,0	584,9	44,8	33,6	478,9	6,269	163,6	5,699	399,7
2040	31,4	2,6	9,3	893,3	74,6	0,198	58,1	27,6	1194,1	612,5	46,0	32,2	511,1	5,63	169,2	4,242	404
2041	28,2	2,4	9,2	921,5	76,9	0,204	54,7	25,1	1248,8	637,6	48,4	31	542	5,076	174,3	3,119	407,1
2042	25,6	2,1	9,3	947,1	79,0	0,210	51,2	22,8	1300,0	660,4	50,0	29,6	571,7	4,554	178,8	2,231	409,3
2043	23,1	1,9	9,2	970,2	81,0	0,215	48,1	20,7	1348,1	681,1	52,0	28,4	600,1	4,102	182,9	1,553	410,9
2044	20,3	1,7	8,9	990,5	82,7	0,219	45,3	18,7	1393,4	699,8	55,2	27,3	627,4	3,714	186,6	1,031	411,9
2045	18,7	1,6	9,0	1009,2	84,2	0,223	43,1	15,8	1436,5	715,6	56,6	26,3	653,7	3,521	190,2	0,653	412,5
2046	17,1	1,4	9,0	1026,3	85,7	0,227	40,3	14,1	1476,9	729,7	57,6	25,2	678,9	3,141	193,3	0,401	413
2047	15,3	1,3	8,9	1041,6	86,9	0,231	36,5	12,9	1513,4	742,6	58,1	22,6	701,5	2,773	196,1	0,208	413,2
2048	13,0	1,1	8,3	1054,6	88,0	0,233	34,0	11,5	1547,3	754,1	61,8	21,4	722,9	2,481	198,5	0,135	413,3
2049	11,8	1,0	8,2	1066,4	89,0	0,236	31,6	9,9	1578,9	764,0	62,7	20,7	743,6	2,204	200,8	0,129	413,4
2050	10,2	0,9	7,7	1076,6	89,9	0,238	27,3	7,9	1606,2	771,9	62,6	18,5	762,1	1,892	202,6	0,115	413,5
2051	8,6	0,7	7,1	1085,2	90,6	0,240	19,6	7,0	1625,9	778,9	56,1	11,9	774	1,59	204,2	0,092	413,6
2052	7,3	0,6	6,5	1092,5	91,2	0,242	17,3	5,9	1643,1	784,8	57,8	10,7	784,7	1,38	205,6	0,083	413,7
2053	5,8	0,5	5,5	1098,3	91,7	0,243	15,8	4,8	1659,0	789,6	63,3	10,4	795	1,189	206,8	0,078	413,8

Таблица П.4.2.1 - Капитальные вложения, 1 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	-	2039	2040	2041	-	2050	2051
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>												
Ввод из бурения добывающих вертикальных скв	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	<b>136 000</b>	136000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на механизированный способ	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	<b>40 000</b>	0	0	0	0	20000	0	0	0	10000	10000
Вывод из наблюдательного фонда	тыс.тг.	<b>36 000</b>	36000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого строительство скважин (подземное строительство)</b>	тыс.тг.	<b>212 000</b>	<b>172000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10000</b>	<b>10000</b>
Итого с инфляцией	тыс.тг.	<b>237 210</b>	177160	0	0	0	27400	0	0	0	16200	16450
<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>												
<b>Обустройство промысла</b>												
Обустройство скважины	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкидные линии	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Устеовой подогреватель	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КТПН	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Высоковольтные линии	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Автомобильные дороги	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагнетательные линии	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ВСЕГО надземное строительство:</b>	тыс.тг.	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Итого с инфляцией</b>	тыс.тг.	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ВСЕГО</b>	тыс.тг.	<b>212 000</b>	<b>172000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10000</b>	<b>10000</b>
<b>Всего с учетом инфляции</b>	тыс.тг.	<b>237 210</b>	<b>177160</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>27400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16200</b>	<b>16450</b>

**Таблица П.4.2.2 - Производственный доход, 1 вариант**

Производственный доход	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<b>Продажа продукции по направлениям</b>																
Нефти																
на экспорт	тыс. т	<b>138,609</b>	6,162	10,364	12,263	11,172	10,121	9,194	8,353	7,610	6,894	6,263	5,689	5,2	4,7	4,3
на внутренний рынок	тыс. т	<b>323,420</b>	14,377	24,184	28,614	26,069	23,615	21,454	19,490	17,756	16,085	14,613	13,275	12,1	11,0	10,0
<b>Цена реализации продукции</b>																
Нефти																
на экспорт	тг/т		246240,00	256089,60	266333,18	276986,51	288065,97	299588,61	311572,16	324035,04	336996,44	350476,30	364495,35	379075,2	394238,2	410007,7
на внутренний рынок	тг/т		96000,00	99840,00	103833,60	107986,94	112306,42	116798,68	121470,63	126329,45	131382,63	136637,93	142103,45	147787,6	153699,1	159847,1
<b>Производственная прибыль от реализации</b>																
Нефти																
на экспорт	тыс.тг	<b>48946023,2</b>	1517245,95	2654208,47	3266099,35	3094581,77	2915489,82	2754562,30	2602517,56	2465847,64	2323142,26	2194910,80	2073757,38	1964855,0	1851143,5	1748965,1
на внутренний рынок	тыс.тг	<b>44525297,2</b>	1380210,74	2414484,64	2971110,52	2815084,14	2652167,48	2505774,67	2367462,36	2243136,26	2113319,80	1996669,99	1886458,95	1787392,5	1683951,2	1591001,4
<b>Итого</b>	тыс.тг	<b>93 471 320,39</b>	<b>2897456,70</b>	<b>5068693,11</b>	<b>6237209,88</b>	<b>5909665,91</b>	<b>5567657,30</b>	<b>5260336,97</b>	<b>4969979,92</b>	<b>4708983,90</b>	<b>4436462,06</b>	<b>4191580,79</b>	<b>3960216,33</b>	<b>3752247,5</b>	<b>3535094,7</b>	<b>3339966,5</b>

**Продолжение таблицы П.4.2.2**

Производственный доход	Ед.изм	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
<b>Продажа продукции по направлениям</b>													
Нефти													
на экспорт	тыс.т	4,0	3,7	3,4	3,1	2,8	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,6	1,4
на внутренний рынок	тыс.т	9,3	8,7	7,9	7,1	6,5	5,9	5,4	4,9	4,4	4,0	3,6	3,2
<b>Цена реализации продукции</b>													
Нефти													
на экспорт	тг/т	426408,0	443464,3	461202,9	479651,0	498837,1	518790,5	539542,2	561123,8	583568,8	606911,6	631188,0	656435,5
на внутренний рынок	тг/т	166240,9	172890,6	179806,2	186998,4	194478,4	202257,5	210347,8	218761,7	227512,2	236612,7	246077,2	255920,3
<b>Производственная прибыль от реализации</b>													
Нефти													
на экспорт	тыс.тг	1693500,6	1650244,9	1554740,7	1468923,0	1387842,3	1314960,4	1238860,0	1170478,2	1105870,8	1047796,5	981922,0	903556,7
на внутренний рынок	тыс.тг	1540546,4	1501197,5	1414319,0	1336252,3	1262494,6	1196195,3	1126968,2	1064762,5	1005990,3	953161,2	893236,4	821948,9

<b>Итого</b>	тыс.тг	<b>3234047, 0</b>	<b>3151442, 4</b>	<b>2969059, 7</b>	<b>2805175, 3</b>	<b>2650336, 9</b>	<b>2511155, 7</b>	<b>2365828, 3</b>	<b>2235240, 6</b>	<b>2111861, 1</b>	<b>2000957, 8</b>	<b>1875158, 4</b>	<b>1725505, 6</b>
--------------	--------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

Таблица П.4.2.3- Расчет операционных затрат, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>																
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	<b>886</b> <b>234,89</b>	20 000,00	20 800,00	21 632,00	22 497,28	23 397,17	24 333,06	25 306,38	26 318,64	27 371,38	28 466,24	29 604,89	30 789,08	32 020,64	33 301,47
Затраты на химреагенты	тыс.тг	<b>110</b> <b>249,70</b>	2 640,44	4 079,68	4 999,62	4 938,04	4 851,63	4 781,61	4 714,13	4 662,09	4 586,45	4 526,10	4 467,98	4 424,34	4 358,14	4 306,29
Затраты на материалы	тыс.тг	<b>3 345</b> <b>589,37</b>	103 707,75	181 422,13	223 246,48	211 522,80	199 281,39	188 281,58	177 888,92	168 547,17	158 792,88	150 027,92	141 746,77	134 303,01	126 530,52	119 546,36
Затраты условно-постоянные	тыс.тг	<b>2 177</b> <b>145,92</b>	33 948,00	35 305,92	55 077,24	57 280,32	59 571,54	61 954,40	64 432,58	67 009,88	69 690,27	72 477,88	75 377,00	78 392,08	81 527,76	84 788,87
Услуги произв-го характера	тыс.тг	<b>2 682</b> <b>455,77</b>	60 536,00	62 957,44	65 475,74	68 094,77	70 818,56	73 651,30	76 597,35	79 661,25	82 847,70	86 161,60	89 608,07	93 192,39	96 920,09	100 796,89
Ремонт скважин	тыс.тг	<b>814</b> <b>217,17</b>	12 696,00	13 203,84	20 597,99	21 421,91	22 278,79	23 169,94	24 096,74	25 060,60	26 063,03	27 105,55	28 189,77	29 317,36	30 490,06	31 709,66
Прочие расходы	тыс.тг	<b>1 166</b> <b>255,15</b>	18 860,00	19 614,40	30 598,46	31 822,40	33 095,30	34 419,11	35 795,88	37 227,71	38 716,82	40 265,49	41 876,11	43 551,16	45 293,20	47 104,93
Аренда	тыс.тг	<b>486</b> <b>760,27</b>	7 590,00	7 893,60	12 314,02	12 806,58	13 318,84	13 851,59	14 405,66	14 981,88	15 581,16	16 204,40	16 852,58	17 526,68	18 227,75	18 956,86
Расходы на экологию	тыс.тг	<b>184</b> <b>160,88</b>	5 708,68	9 986,54	12 288,80	11 643,46	10 969,62	10 364,12	9 792,05	9 277,83	8 740,89	8 258,42	7 802,57	7 392,83	6 964,98	6 580,53
Затраты на страхование	тыс.тг	<b>123</b> <b>819,61</b>	2 318,70	2 411,45	3 761,86	3 912,33	4 068,83	4 231,58	4 400,84	4 576,87	4 759,95	4 950,35	5 148,36	5 354,30	5 568,47	5 791,21
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	<b>4 572</b> <b>596,45</b>	71 300,00	74 152,00	115 677,12	120 304,20	125 116,37	130 121,03	135 325,87	140 738,90	146 368,46	152 223,20	158 312,13	164 644,61	171 230,40	178 079,61
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>16 549</b> <b>485,19</b>	<b>339</b> <b>305,57</b>	<b>431</b> <b>827,00</b>	<b>565</b> <b>669,32</b>	<b>566</b> <b>244,10</b>	<b>566</b> <b>768,03</b>	<b>569</b> <b>159,31</b>	<b>572</b> <b>756,38</b>	<b>578</b> <b>062,82</b>	<b>583</b> <b>518,99</b>	<b>590</b> <b>667,15</b>	<b>598</b> <b>986,22</b>	<b>608</b> <b>887,83</b>	<b>619</b> <b>132,01</b>	<b>630</b> <b>962,69</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	<b>970</b> <b>020,62</b>	12 734,18	13 985,07	22 973,48	25 095,46	26 724,86	27 793,85	28 905,61	30 061,83	31 264,30	32 514,88	33 815,47	35 168,09	36 574,81	38 037,81
Налог на имущество	тыс.тг	<b>17</b> <b>612,20</b>	143,08	1 222,00	2 150,69	1 817,64	1 538,73	1 304,16	1 106,28	938,99	797,33	677,24	575,36	488,88	415,44	353,06
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	<b>4 511</b> <b>621,35</b>	139 852,82	244 652,84	301 054,15	285 244,44	268 736,56	253 903,00	239 888,21	227 290,60	214 136,67	202 316,87	191 149,50	181 111,38	170 629,97	161 211,63
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>22 048</b> <b>739,36</b>	<b>492</b> <b>035,65</b>	<b>691</b> <b>686,91</b>	<b>891</b> <b>847,64</b>	<b>878</b> <b>401,64</b>	<b>863</b> <b>768,19</b>	<b>852</b> <b>160,33</b>	<b>842</b> <b>656,47</b>	<b>836</b> <b>354,23</b>	<b>829</b> <b>717,28</b>	<b>826</b> <b>176,14</b>	<b>824</b> <b>526,56</b>	<b>825</b> <b>656,19</b>	<b>826</b> <b>752,24</b>	<b>830</b> <b>565,19</b>
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>4 342</b> <b>635,07</b>	<b>75</b> <b>347,31</b>	<b>70</b> <b>085,81</b>	<b>109</b> <b>669,12</b>	<b>114</b> <b>418,49</b>	<b>119</b> <b>387,43</b>	<b>124</b> <b>587,13</b>	<b>130</b> <b>029,43</b>	<b>135</b> <b>726,86</b>	<b>141</b> <b>692,69</b>	<b>147</b> <b>940,95</b>	<b>154</b> <b>486,51</b>	<b>148</b> <b>789,65</b>	<b>155</b> <b>475,81</b>	<b>162</b> <b>489,37</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	<b>2 770</b> <b>108,43</b>	43 194,00	44 921,76	70 077,95	72 881,06	75 796,31	78 828,16	81 981,28	85 260,54	88 670,96	92 217,80	95 906,51	99 742,77	103 732,48	107 881,78

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.т г.	<b>588</b> <b>181,42</b>	4 967,31	5 372,64	8 716,58	9 427,85	10 197,16	11 029,25	11 929,24	12 902,66	13 955,52	15 094,29	16 325,98	17 658,18	19 099,09	20 657,58
Др. административные расходы	тыс.т г.	<b>984</b> <b>345,23</b>	27 186,00	19 791,41	30 874,60	32 109,58	33 393,96	34 729,72	36 118,91	37 563,67	39 066,21	40 628,86	42 254,02	31 388,70	32 644,25	33 950,02
<b>Общехозяйственные расходы</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>607</b> <b>540,76</b>	<b>120</b> <b>678,38</b>	<b>11</b> <b>385,95</b>	<b>18</b> <b>383,47</b>	<b>17</b> <b>153,91</b>	<b>17</b> <b>158,86</b>	<b>17</b> <b>174,63</b>	<b>17</b> <b>246,53</b>	<b>17</b> <b>355,16</b>	<b>17</b> <b>515,44</b>	<b>17</b> <b>680,72</b>	<b>17</b> <b>896,82</b>	<b>18</b> <b>148,55</b>	<b>18</b> <b>448,12</b>	<b>18</b> <b>758,44</b>
Затраты на обучение персонала	тыс.т г.	<b>200</b> <b>144,72</b>	37 417,40	3 393,06	6 089,87	5 656,69	5 662,44	5 667,68	5 691,59	5 727,56	5 780,63	5 835,19	5 906,67	5 989,86	6 088,88	6 191,32
НИОКР	тыс.т г.	<b>197</b> <b>760,00</b>	37 417,40	3 393,06	6 089,87	5 656,69	5 662,44	5 667,68	5 691,59	5 727,56	5 780,63	5 835,19	5 906,67	5 989,86	6 088,88	6 191,32
Выделение средств на соц проекты	тыс.т г.	<b>212</b> <b>020,75</b>	45 843,58	4 599,84	6 203,73	5 840,53	5 833,98	5 839,27	5 863,34	5 900,03	5 954,18	6 010,34	6 083,48	6 168,83	6 270,36	6 375,80
<b>Итого не производственные затраты</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>25 890</b> <b>270,09</b>	<b>754</b> <b>035,03</b>	<b>1 069</b> <b>943,53</b>	<b>1 324</b> <b>536,39</b>	<b>1 247</b> <b>124,30</b>	<b>1 256</b> <b>778,51</b>	<b>1 209</b> <b>097,08</b>	<b>1 140</b> <b>361,28</b>	<b>1 125</b> <b>249,32</b>	<b>1 080</b> <b>325,05</b>	<b>1 023</b> <b>044,35</b>	<b>1 027</b> <b>640,36</b>	<b>1 008</b> <b>070,56</b>	<b>991</b> <b>736,91</b>	<b>977</b> <b>875,72</b>
<b>Доходы (убытки)</b>																
Производственный доход	тыс.т г.	<b>93 471</b> <b>320,39</b>	2 897 456,70	5 068 693,11	6 237 209,88	5 909 665,91	5 567 657,30	5 260 336,97	4 969 979,92	4 708 983,90	4 436 462,06	4 191 580,79	3 960 216,33	3 752 247,54	3 535 094,67	3 339 966,55
Расходы на реализованную продукцию	тыс.т г.	<b>47 939</b> <b>009,45</b>	1 246 070,69	1 761 630,44	2 216 384,03	2 125 525,94	2 120 546,70	2 061 257,41	1 983 017,75	1 961 603,56	1 910 042,33	1 849 220,49	1 852 166,92	1 833 726,74	1 818 489,15	1 808 440,91
<b>Операционный доход</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>45 532</b> <b>310,94</b>	<b>1 651</b> <b>386,01</b>	<b>3 307</b> <b>062,66</b>	<b>4 020</b> <b>825,85</b>	<b>3 784</b> <b>139,96</b>	<b>3 447</b> <b>110,60</b>	<b>3 199</b> <b>079,56</b>	<b>2 986</b> <b>962,17</b>	<b>2 747</b> <b>380,35</b>	<b>2 526</b> <b>419,74</b>	<b>2 342</b> <b>360,29</b>	<b>2 108</b> <b>049,41</b>	<b>1 918</b> <b>520,80</b>	<b>1 716</b> <b>605,52</b>	<b>1 531</b> <b>525,63</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.т г.	<b>218</b> <b>210,20</b>	3 950,04	15 652,95	17 167,13	15 206,86	13 520,19	12 127,97	10 925,04	9 897,05	8 932,53	8 094,84	7 341,85	6 681,47	6 048,40	5 492,15
<b>Балансовая прибыль</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>45 314</b> <b>100,74</b>	<b>1 647</b> <b>435,97</b>	<b>3 291</b> <b>409,71</b>	<b>4 003</b> <b>658,72</b>	<b>3 768</b> <b>933,10</b>	<b>3 433</b> <b>590,41</b>	<b>3 186</b> <b>951,59</b>	<b>2 976</b> <b>037,13</b>	<b>2 737</b> <b>483,29</b>	<b>2 517</b> <b>487,20</b>	<b>2 334</b> <b>265,45</b>	<b>2 100</b> <b>707,56</b>	<b>1 911</b> <b>839,33</b>	<b>1 710</b> <b>557,12</b>	<b>1 526</b> <b>033,48</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.т г.	<b>216</b> <b>169,48</b>	4 160,48	29 143,37	24 191,64	20 214,76	16 973,66	14 302,28	12 081,74	10 224,36	8 663,64	7 347,85	6 235,93	5 294,69	4 496,98	3 820,33
Налогооблагаемая прибыль	тыс.т г.	<b>45 316</b> <b>141,47</b>	1 647 225,53	3 277 919,30	3 996 634,21	3 763 925,21	3 430 136,94	3 184 777,27	2 974 880,43	2 737 155,98	2 517 756,10	2 335 012,44	2 101 813,48	1 913 226,11	1 712 108,54	1 527 705,31
Корпоративный подоходный налог	тыс.т г.	<b>9 063</b> <b>228,29</b>	329 445,11	655 583,86	799 326,84	752 785,04	686 027,39	636 955,45	594 976,09	547 431,20	503 551,22	467 002,49	420 362,70	382 645,22	342 421,71	305 541,06
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>36 250</b> <b>872,45</b>	1 317 990,87	2 635 825,85	3 204 331,88	3 016 148,06	2 747 563,03	2 549 996,13	2 381 061,04	2 190 052,10	2 013 935,98	1 867 262,96	1 680 344,86	1 529 194,11	1 368 135,41	1 220 492,42
Налог на сверхприбыль	тыс.т г.	<b>8 921</b> <b>443,94</b>	356 257,28	900 652,90	1 082 411,23	1 009 589,52	869 990,10	782 751,43	715 671,82	621 038,62	542 402,20	481 823,99	382 209,95	309 848,78	240 934,81	181 784,36
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>27 329</b> <b>428,51</b>	<b>961</b> <b>733,59</b>	<b>1 735</b> <b>172,95</b>	<b>2 121</b> <b>920,65</b>	<b>2 006</b> <b>558,54</b>	<b>1 877</b> <b>572,92</b>	<b>1 767</b> <b>244,71</b>	<b>1 665</b> <b>389,22</b>	<b>1 569</b> <b>013,48</b>	<b>1 471</b> <b>533,78</b>	<b>1 385</b> <b>438,97</b>	<b>1 298</b> <b>134,91</b>	<b>1 219</b> <b>345,33</b>	<b>1 127</b> <b>200,60</b>	<b>1 038</b> <b>708,06</b>

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<b>ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>																

## Продолжение таблицы П.4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	34 633,53	36 018,87	37 459,62	38 958,01	40 516,33	42 136,98	43 822,46	45 575,36	47 398,38	49 294,31	51 266,08	53 316,73
Затраты на химреагенты	тыс.тг	4 252,88	4 199,31	4 142,13	4 098,39	4 056,36	4 027,18	3 977,17	3 939,92	3 904,17	3 880,65	3 825,48	3 609,54
Затраты на материалы	тыс.тг	115 755,22	112 798,58	106 270,62	100 404,75	94 862,67	89 881,00	84 679,34	80 005,26	75 589,18	71 619,65	67 116,95	61 760,47
Затраты условно-постоянные зависящие от фонда скважин	тыс.тг	88 180,43	91 707,65	95 375,95	99 190,99	103 158,63	107 284,97	111 576,37	116 039,43	120 681,00	125 508,24	116 025,40	105 583,11
Услуги производственного характера	тыс.тг	104 828,77	109 021,92	113 382,79	117 918,10	122 634,83	127 540,22	132 641,83	137 947,50	143 465,40	149 204,02	155 172,18	161 379,07
Ремонт скважин	тыс.тг	32 978,05	34 297,17	35 669,05	37 095,82	38 579,65	40 122,84	41 727,75	43 396,86	45 132,73	46 938,04	43 391,61	39 486,37
Прочие расходы	тыс.тг	48 989,13	40 758,95	42 389,31	44 084,88	45 848,28	59 602,76	61 986,87	64 466,35	67 045,00	69 726,80	64 458,56	58 657,29
Аренда	тыс.тг	19 715,14	20 503,74	21 323,89	22 176,85	23 063,92	23 986,48	24 945,94	25 943,77	26 981,53	28 060,79	25 940,64	23 605,98
Расходы на экологию	тыс.тг	6 371,85	6 209,10	5 849,76	5 526,87	5 221,80	4 947,58	4 661,25	4 403,96	4 160,87	3 942,37	3 694,51	3 399,66
Затраты на страхование	тыс.тг	6 022,86	6 263,77	6 514,32	6 774,89	7 045,89	7 327,72	3 628,50	3 773,64	3 924,59	4 081,57	3 773,18	3 433,60
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	185 202,80	192 610,91	200 315,34	208 327,96	216 661,08	225 327,52	234 340,62	243 714,24	253 462,81	263 601,33	243 684,78	221 753,15
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>646 930,63</b>	<b>654 389,96</b>	<b>668 692,79</b>	<b>684 557,51</b>	<b>701 649,43</b>	<b>732 185,26</b>	<b>747 988,11</b>	<b>769 206,30</b>	<b>791 745,66</b>	<b>815 857,77</b>	<b>778 349,38</b>	<b>735 984,96</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	39 559,32	41 141,69	42 787,36	44 498,85	46 278,81	48 129,96	50 055,16	52 057,36	54 139,66	56 305,24	52 051,07	47 366,47
Налог на имущество	тыс.тг	474,74	578,18	491,44	417,72	355,05	301,79	256,52	218,04	185,34	157,54	237,18	409,75
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	156 099,17	152 112,06	143 308,91	135 398,63	127 924,97	121 207,06	114 192,47	107 889,34	101 934,13	96 581,11	90 509,10	83 285,74
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>843 063,86</b>	<b>848 221,89</b>	<b>855 280,51</b>	<b>864 872,71</b>	<b>876 208,26</b>	<b>901 824,07</b>	<b>912 492,26</b>	<b>929 371,05</b>	<b>948 004,78</b>	<b>968 901,66</b>	<b>921 146,72</b>	<b>867 046,92</b>
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>169 848,30</b>	<b>177 571,71</b>	<b>185 679,90</b>	<b>194 194,46</b>	<b>203 138,32</b>	<b>212 535,91</b>	<b>222 413,20</b>	<b>232 797,85</b>	<b>243 719,32</b>	<b>255 208,99</b>	<b>237 600,27</b>	<b>217 800,27</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	112 197,05	116 684,93	121 352,33	126 206,42	131 254,68	136 504,86	141 965,06	147 643,66	153 549,41	159 691,38	147 625,81	134 339,49

Составляющие	Ед.изм	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	22 343,23	24 166,44	26 138,42	28 271,32	30 578,26	33 073,44	35 772,24	38 691,25	41 848,46	45 263,29	43 517,13	41 184,62
Другие административные расходы	тыс.тг	35 308,02	36 720,34	38 189,15	39 716,72	41 305,39	42 957,60	44 675,91	46 462,94	48 321,46	50 254,32	46 457,32	42 276,17
<b>Общехозяйственные расходы</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>19 116,47</b>	<b>20 421,08</b>	<b>19 835,91</b>	<b>20 259,14</b>	<b>20 739,32</b>	<b>21 256,88</b>	<b>22 178,13</b>	<b>22 661,42</b>	<b>23 302,80</b>	<b>23 985,40</b>	<b>24 715,59</b>	<b>24 083,64</b>
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	6 309,63	6 934,47	6 748,11	6 885,29	7 048,17	7 223,89	7 534,42	7 701,66	7 918,68	8 150,48	8 398,43	8 192,65
НИОКР	тыс.тг	6 309,63	6 743,31	6 543,90	6 686,93	6 845,58	7 016,49	7 321,85	7 479,88	7 692,06	7 917,46	8 158,58	7 945,49
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	6 497,21	6 934,47	6 748,11	6 885,29	7 048,17	7 223,89	7 534,42	7 701,66	7 918,68	8 150,48	8 398,43	8 192,65
<b>Итого не производственные затраты</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>966 112,31</b>	<b>974 983,18</b>	<b>942 528,89</b>	<b>925 999,87</b>	<b>914 290,10</b>	<b>901 088,29</b>	<b>876 928,23</b>	<b>861 859,08</b>	<b>858 540,47</b>	<b>852 923,41</b>	<b>805 653,60</b>	<b>773 544,25</b>
<b>Итого затраты</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>1 809 176,17</b>	<b>1 823 205,07</b>	<b>1 797 809,40</b>	<b>1 790 872,58</b>	<b>1 790 498,37</b>	<b>1 802 912,36</b>	<b>1 789 420,50</b>	<b>1 791 230,13</b>	<b>1 806 545,25</b>	<b>1 821 825,06</b>	<b>1 726 800,32</b>	<b>1 640 591,17</b>
<b>Доходы (убытки)</b>													
Производственный доход	тыс.тг	3 234 047,04	3 151 442,38	2 969 059,75	2 805 175,30	2 650 336,85	2 511 155,73	2 365 828,25	2 235 240,63	2 111 861,10	2 000 957,77	1 875 158,41	1 725 505,56
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	1 809 176,17	1 823 205,07	1 797 809,40	1 790 872,58	1 790 498,37	1 802 912,36	1 789 420,50	1 791 230,13	1 806 545,25	1 821 825,06	1 726 800,32	1 640 591,17
<b>Операционный доход</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>1 424 870,87</b>	<b>1 328 237,31</b>	<b>1 171 250,35</b>	<b>1 014 302,72</b>	<b>859 838,48</b>	<b>708 243,38</b>	<b>576 407,76</b>	<b>444 010,50</b>	<b>305 315,85</b>	<b>179 132,71</b>	<b>148 358,09</b>	<b>84 914,39</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	8 689,58	8 140,93	7 374,24	6 698,90	6 085,51	5 544,04	5 022,23	4 562,47	4 144,81	3 776,09	7 028,29	10 104,64
<b>Балансовая прибыль</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>1 416 181,29</b>	<b>1 320 096,38</b>	<b>1 163 876,11</b>	<b>1 007 603,82</b>	<b>853 752,98</b>	<b>702 699,34</b>	<b>571 385,53</b>	<b>439 448,03</b>	<b>301 171,04</b>	<b>175 356,62</b>	<b>141 329,80</b>	<b>74 809,75</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	7 356,01	6 251,85	5 313,62	4 516,31	3 838,70	3 262,79	2 773,32	2 357,28	2 003,67	1 703,11	3 877,63	5 763,48
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	1 417 514,85	1 321 985,46	1 165 936,73	1 009 786,41	855 999,79	704 980,58	573 634,44	441 653,22	303 312,18	177 429,60	144 480,45	79 150,91
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	1 417 514,85	1 321 985,46	1 165 936,73	1 009 786,41	855 999,79	704 980,58	573 634,44	441 653,22	303 312,18	177 429,60	144 480,45	79 150,91
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	283 502,97	264 397,09	233 187,35	201 957,28	171 199,96	140 996,12	114 726,89	88 330,64	60 662,44	35 485,92	28 896,09	15 830,18
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>1 132 678,32</b>	<b>1 055 699,29</b>	<b>930 688,76</b>	<b>805 646,54</b>	<b>682 553,02</b>	<b>561 703,22</b>	<b>456 658,64</b>	<b>351 117,39</b>	<b>240 508,60</b>	<b>139 870,70</b>	<b>112 433,71</b>	<b>58 979,57</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	149 099,66	119 426,51	86 375,33	52 600,85	28 855,43	7 719,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>983 578,66</b>	<b>936 272,78</b>	<b>844 313,43</b>	<b>753 045,68</b>	<b>653 697,59</b>	<b>553 984,06</b>	<b>456 658,64</b>	<b>351 117,39</b>	<b>240 508,60</b>	<b>139 870,70</b>	<b>112 433,71</b>	<b>58 979,57</b>

Таблица П.4.2.4 – Поток денежной наличности, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	<b>93 471</b> <b>320</b>	2 897 457	5 068 693	6 237 210	5 909 666	5 567 657	5 260 337	4 969 980	4 708 984	4 436 462	4 191 581	3 960 216	3 752 248	3 535 095	3 339 967
<b>Итого приток средств</b>	тыс.тг.	<b>93 471</b> <b>320</b>	2 897 457	5 068 693	6 237 210	5 909 666	5 567 657	5 260 337	4 969 980	4 708 984	4 436 462	4 191 581	3 960 216	3 752 248	3 535 095	3 339 967
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	<b>47 939</b> <b>009</b>	1 246 071	1 761 630	2 216 384	2 125 526	2 120 547	2 061 257	1 983 018	1 961 604	1 910 042	1 849 220	1 852 167	1 833 727	1 818 489	1 808 441
прямые затраты	тыс.тг.	<b>16 549</b> <b>485</b>	339 306	431 827	565 669	566 244	566 768	569 159	572 756	578 063	583 519	590 667	598 986	608 888	619 132	630 963
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	<b>5 499 254</b>	152 730	259 860	326 178	312 158	297 000	283 001	269 900	258 291	246 198	235 509	225 540	216 768	207 620	199 603
расходы периода	тыс.тг.	<b>25 890</b> <b>270</b>	754 035	1 069 944	1 324 536	1 247 124	1 256 779	1 209 097	1 140 361	1 125 249	1 080 325	1 023 044	1 027 640	1 008 071	991 737	977 876
Бурение	тыс.тг.	<b>237 210</b>	<b>0</b>	<b>177</b> <b>160</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	<b>9 063 228</b>	329 445	655 584	799 327	752 785	686 027	636 955	594 976	547 431	503 551	467 002	420 363	382 645	342 422	305 541
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	<b>8 921 444</b>	356 257	900 653	1 082 411	1 009 590	869 990	782 751	715 672	621 039	542 402	481 824	382 210	309 849	240 935	181 784
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг.	<b>66 160</b> <b>892</b>	1 931 773	3 495 027	4 098 122	3 887 901	3 676 564	3 480 964	3 293 666	3 130 073	2 955 996	2 798 047	2 654 740	2 526 221	2 401 846	2 295 766
Поток денежной наличности	тыс.тг.	<b>27 310</b> <b>429</b>	965 684	1 573 666	2 139 088	2 021 765	1 891 093	1 779 373	1 676 314	1 578 911	1 480 466	1 393 534	1 305 477	1 226 027	<b>1 133</b> <b>249,00</b>	<b>1 044</b> <b>200,21</b>
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.															
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	<b>13 918</b> <b>414</b>	965 684	1 430 605	1 767 841	1 518 982	1 291 642	1 104 850	946 236	810 231	690 648	590 994	503 318	429 715	361 088	302 468
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	<b>10 988</b> <b>978</b>	965 684	1 368 405	1 617 458	1 329 344	1 081 239	884 663	724 717	593 571	483 967	396 129	322 694	263 526	211 812	169 712
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	<b>9 063 878</b>	965 684	1 311 388	1 485 478	1 170 003	911 985	715 090	561 394	440 645	344 309	270 076	210 842	165 008	127 101	97 595
Накопленный поток денежной наличности																
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	<b>27 310</b> <b>429</b>	965 684	2 539 350	4 678 437	6 700 203	8 591 296	10 370 668	12 046 983	13 625 893	15 106 360	16 499 893	17 805 370	19 031 397	20 164 646	21 208 846

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	<b>13 918 414</b>	965 684	2 396 289	4 164 130	5 683 112	6 974 754	8 079 605	9 025 841	9 836 071	10 526 720	11 117 714	11 621 032	12 050 747	12 411 835	12 714 303
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	<b>10 988 978</b>	965 684	2 334 089	3 951 546	5 280 890	6 362 129	7 246 791	7 971 508	8 565 079	9 049 046	9 445 176	9 767 869	10 031 396	10 243 208	10 412 920
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	<b>9 063 878</b>	965 684	2 277 072	3 762 550	4 932 553	5 844 538	6 559 628	7 121 022	7 561 667	7 905 976	8 176 053	8 386 894	8 551 903	8 679 004	8 776 599

## Продолжение таблицы П.4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	3 234 047	3 151 442	2 969 060	2 805 175	2 650 337	2 511 156	2 365 828	2 235 241	2 111 861	2 000 958	1 875 158	1 725 506
<b>Итого приток средств</b>	тыс.тг.	3 234 047	3 151 442	2 969 060	2 805 175	2 650 337	2 511 156	2 365 828	2 235 241	2 111 861	2 000 958	1 875 158	1 725 506
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	1 809 176	1 823 205	1 797 809	1 790 873	1 790 498	1 802 912	1 789 420	1 791 230	1 806 545	1 821 825	1 726 800	1 640 591
прямые затраты	тыс.тг.	646 931	654 390	668 693	684 558	701 649	732 185	747 988	769 206	791 746	815 858	778 349	735 985
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	196 133	193 832	186 588	180 315	174 559	169 639	164 504	160 165	156 259	153 044	142 797	131 062
расходы периода	тыс.тг.	966 112	974 983	942 529	926 000	914 290	901 088	876 928	861 859	858 540	852 923	805 654	773 544
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	<b>27 400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16 200</b>	<b>16 450</b>
Бурение	тыс.тг.	<b>27 400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16 200</b>	<b>16 450</b>
Обустройство	тыс.тг.	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	283 503	264 397	233 187	201 957	171 200	140 996	114 727	88 331	60 662	35 486	28 896	15 830
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	149 100	119 427	86 375	52 601	28 855	7 719	0	0	0	0	0	0
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг.	2 269 179	2 207 029	2 117 372	2 045 431	1 990 554	1 951 628	1 904 147	1 879 561	1 867 208	1 857 311	1 771 896	1 672 871
Поток денежной наличности	тыс.тг.	<b>964 868,24</b>	<b>944 413,71</b>	<b>851 687,67</b>	<b>759 744,58</b>	<b>659 783,10</b>	<b>559 528,10</b>	<b>461 680,87</b>	<b>355 679,86</b>	<b>244 653,41</b>	<b>143 646,79</b>	<b>103 262,00</b>	<b>52 634,21</b>
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	254 080	226 085	185 352	150 311	118 668	91 487	68 626	48 063	30 055	16 042	10 484	4 858
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	136 364	116 063	91 015	70 600	53 314	39 315	28 209	18 898	11 303	5 771	3 607	1 599
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	75 150	61 298	46 066	34 244	24 782	17 514	12 043	7 731	4 432	2 168	1 299	552
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	22 173 714	23 118 128	23 969 816	24 729 560	25 389 343	25 948 872	26 410 552	26 766 232	27 010 886	27 154 533	27 257 795	27 310 429
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	12 968 383	13 194 468	13 379 820	13 530 131	13 648 799	13 740 286	13 808 912	13 856 975	13 887 030	13 903 072	13 913 556	13 918 414
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	10 549 283	10 665 346	10 756 362	10 826 962	10 880 276	10 919 591	10 947 800	10 966 697	10 978 001	10 983 771	10 987 379	10 988 978

при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	8 851 750	8 913 047	8 959 113	8 993 357	9 018 139	9 035 653	9 047 696	9 055 427	9 059 859	9 062 027	9 063 326	9 063 878
---------------------------	---------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Таблица П.4.2.13 - Капитальные вложения, 3 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	-	2043	2044	-	2053
1	2	3	4	5	6	7	20	21	22	23	31
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>											
Ввод из бурения добывающих вертикальных скв	тыс.тг.	<b>5 812 560</b>	0	0	447120	1788480	0	0	0	0	0
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	<b>804 816</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого строительство скважин</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>6 617 376</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>447120</b>	<b>1788480</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Итого с инфляцией</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>7 449 466</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>473947</b>	<b>1949443</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	<b>136 000</b>	0	136000	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на механизированный способ	тыс.тг.	<b>770 000</b>	0	315000	35000	140000	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	<b>8 100</b>	0	0	8100	0	0	0	0	0	0
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	<b>10 000</b>	0	0	0	0	0	0	10000	0	0
Вывод из наблюдательного фонда	тыс.тг.	<b>36 000</b>	0	36000	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого строительство скважин (подземное строительство)</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>7 577 476</b>	<b>0</b>	<b>487000</b>	<b>490220</b>	<b>1928480</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Итого с инфляцией	тыс.тг.	<b>8 483 787</b>	0	501610	519633	2102043	0	0	14700	0	0
<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>											
<b>Обустройство промысла</b>											
Площадки под скважины	тыс.тг.	<b>131 544</b>	0	0	9396	37584	0	0	0	0	0
Выкидные линии	тыс.тг.	<b>154 980</b>	0	0	11070	44280	0	0	0	0	0
Устеовой подогреватель	тыс.тг.	<b>229 264</b>	0	0	16376	65504	0	0	0	0	0
КТПН	тыс.тг.	<b>644 000</b>	0	0	46000	184000	0	0	0	0	0
Высоковольтные линии	тыс.тг.	<b>130 788</b>	0	0	9342	37368	0	0	0	0	0
Автомобильные дороги	тыс.тг.	<b>136 836</b>	0	0	9774	39096	0	0	0	0	0
Нагнетательные линии	тыс.тг.	<b>11 070</b>	0	0	11070	0	0	0	0	0	0
<b>ВСЕГО надземное строительство:</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>1 438 482</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>113028</b>	<b>407832</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Итого с инфляцией</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>1 615 024</b>	0	0	119810	444537	0	0	0	0	0
<b>ВСЕГО</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>9 015 958</b>	<b>0</b>	<b>487000</b>	<b>603248</b>	<b>2336312</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Всего с учетом инфляции</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>10 098 811</b>	<b>0</b>	<b>501610</b>	<b>639443</b>	<b>2546580</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14700</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Таблица П.4.2.14 - Производственный доход, 3 вариант

Производственный доход	Ед.и зм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<b>Продажа продукции по направлениям</b>																
Нефти																
на экспорт	тыс. т	<b>302,503</b>	6,162	12,772	17,125	19,070	21,239	22,122	22,888	21,326	18,944	16,894	15,079	13,5	12,0	10,8
на внутренний рынок	тыс. т	<b>705,841</b>	14,377	29,802	39,959	44,498	49,558	51,617	53,405	49,760	44,203	39,418	35,185	31,5	28,1	25,2
<b>Цена реализации продукции</b>																
Нефти																
на экспорт	тг/т		246240,00	256089,60	266333,18	276986,51	288065,97	299588,61	311572,16	324035,04	336996,44	350476,30	364495,35	37907,5,2	39423,8,2	41000,7,7
на внутренний рынок	тг/т		96000,00	99840,00	103833,60	107986,94	112306,42	116798,68	121470,63	126329,45	131382,63	136637,93	142103,45	14778,7,6	15369,9,1	15984,7,1
<b>Производственная прибыль от реализации</b>																
Нефти																
на экспорт	тыс. тг.	<b>11106120 8,0</b>	151724,5,95	327079,8,43	456107,0,97	5282239,13	6118313,22	6627389,04	7131268,46	6910280,80	6384141,17	5920796,87	5496317,92	51216,02,0	47495,54,9	44210,24,9
на внутренний рынок	тыс. тг.	<b>10103033 8,6</b>	138021,0,74	297538,5,19	414912,2,39	4805155,80	5565717,03	6028813,94	6487183,78	6286155,38	5807535,83	5386040,03	4999899,34	46590,27,2	43205,82,7	40217,25,0
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс. тг.	<b>212 091 546,57</b>	<b>289745 6,70</b>	<b>624618 3,62</b>	<b>871019 3,36</b>	<b>1008739 4,93</b>	<b>1168403 0,26</b>	<b>1265620 2,98</b>	<b>1361845 2,24</b>	<b>1319643 6,18</b>	<b>1219167 6,99</b>	<b>1130683 6,90</b>	<b>1049621 7,26</b>	<b>97806 29,2</b>	<b>90701 37,6</b>	<b>84427 49,9</b>

Продолжение таблицы П.4.2.14

Производственный доход	Ед.из м	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
<b>Продажа продукции по направлениям</b>															
Нефти															
на экспорт	тыс. т	9,7	8,7	7,8	7,0	6,3	5,9	5,2	4,6	4,1	3,6	3,0	2,6	2,2	1,9
на внутренний рынок	тыс. т	22,5	20,3	18,1	16,3	14,7	13,7	12,1	10,8	9,6	8,4	7,1	6,1	5,2	4,3
<b>Цена реализации продукции</b>															

## ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Нефти																
на экспорт	тг/т	426408,0	443464,3	461202,9	479651,0	498837,1	518790,5	539542,2	561123,8	583568,8	606911,6	631188,0	656435,5	682693,0	710000,7	
на внутренний рынок	тг/т	166240,9	172890,6	179806,2	186998,4	194478,4	202257,5	210347,8	218761,7	227512,2	236612,7	246077,2	255920,3	266157,1	276803,4	
<b>Производственная прибыль от реализации</b>																
Нефти																
на экспорт	тыс.тг	4118794,1	3851469,8	3584027,5	3347432,4	3139145,8	3047054,4	2808455,6	2591879,7	2400862,3	2192027,7	1924993,8	1706486,6	1519086,3	1317448,0	
на внутренний рынок	тыс.тг	3746791,3	3503611,3	3260323,9	3045097,7	2855623,2	2771849,4	2554800,4	2357785,3	2184020,2	1994047,3	1751131,5	1552359,5	1381884,9	1198458,3	
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.тг	<b>7865585,4</b>	<b>7355081,1</b>	<b>6844351,5</b>	<b>6392530,2</b>	<b>5994769,1</b>	<b>5818903,8</b>	<b>5363256,0</b>	<b>4949665,1</b>	<b>4584882,5</b>	<b>4186075,1</b>	<b>3676125,2</b>	<b>3258846,1</b>	<b>2900971,2</b>	<b>2515906,3</b>	

Таблица П.4.2.15- Расчет операционных затрат, 5 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>																
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	<b>999</b> <b>351,66</b>	20 000,00	20 800,00	21 632,00	22 497,28	23 397,17	24 333,06	25 306,38	26 318,64	27 371,38	28 466,24	29 604,89	30 789,08	32 020,64	33 301,47
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	<b>229</b> <b>352,58</b>	2 640,44	4 859,25	6 692,06	8 076,35	9 473,04	10 483,43	11 477,05	11 448,93	11 036,21	10 682,85	10 354,69	10 078,12	9 766,68	9 503,56
Затраты на материалы	тыс.тг.	<b>7 591</b> <b>325,56</b>	103 707,75	223 567,67	311 761,19	361 054,93	418 202,79	452 999,46	487 440,95	472 335,86	436 372,83	404 702,03	375 687,78	350 074,96	324 644,56	302 188,67
Затраты условно-постоянные зависящие от фонда скважин	тыс.тг.	<b>5 328</b> <b>834,64</b>	33 948,00	35 305,92	61 196,93	89 102,73	112 524,02	137 676,44	164 661,03	171 247,47	178 097,36	185 221,26	192 630,11	200 335,31	208 348,73	216 682,68
Услуги производственного характера выполняемые сторонними организациями	тыс.тг.	<b>3 024</b> <b>837,60</b>	60 536,00	62 957,44	65 475,74	68 094,77	70 818,56	73 651,30	76 597,35	79 661,25	82 847,70	86 161,60	89 608,07	93 192,39	96 920,09	100 796,89
Ремонт скважин	тыс.тг.	<b>1 992</b> <b>897,51</b>	12 696,00	13 203,84	22 886,66	33 322,97	42 082,15	51 488,75	61 580,55	64 043,77	66 605,52	69 269,74	72 040,53	74 922,15	77 919,04	81 035,80
Прочие расходы	тыс.тг.	<b>2 849</b> <b>883,89</b>	18 860,00	19 614,40	33 998,29	49 501,52	62 513,34	76 486,91	91 478,35	95 137,48	98 942,98	102 900,70	107 016,73	111 297,40	115 749,29	120 379,26
Аренда	тыс.тг.	<b>1 191</b> <b>406,12</b>	7 590,00	7 893,60	13 682,24	19 921,34	25 157,81	30 781,32	36 814,46	38 287,04	39 818,52	41 411,26	43 067,71	44 790,42	46 582,03	48 445,31
Расходы на экологию	тыс.тг.	<b>417</b> <b>871,13</b>	5 708,68	12 306,48	17 161,17	19 874,58	23 020,34	24 935,75	26 831,61	26 000,14	24 020,52	22 277,18	20 680,06	19 270,18	17 870,34	16 634,24
Затраты на страхование	тыс.тг.	<b>297</b> <b>448,88</b>	2 318,70	2 411,45	4 179,84	6 085,85	7 685,56	9 403,51	11 246,59	11 696,46	12 164,32	12 650,89	13 156,92	13 683,20	14 230,53	14 799,75
Затраты на оплату труда ОПШ	тыс.тг.	<b>11 191</b> <b>996,87</b>	71 300,00	74 152,00	128 530,13	187 139,87	236 330,93	289 157,84	345 832,78	359 666,09	374 052,73	389 014,84	404 575,43	420 758,45	437 588,79	455 092,34
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг.	<b>35 115</b> <b>206,44</b>	<b>339</b> <b>305,57</b>	<b>477</b> <b>072,05</b>	<b>687</b> <b>196,24</b>	<b>864</b> <b>672,19</b>	<b>1 031</b> <b>205,70</b>	<b>1 181</b> <b>397,77</b>	<b>1 339</b> <b>267,09</b>	<b>1 355</b> <b>843,10</b>	<b>1 351</b> <b>330,07</b>	<b>1 352</b> <b>758,59</b>	<b>1 358</b> <b>422,92</b>	<b>1 369</b> <b>191,66</b>	<b>1 381</b> <b>640,72</b>	<b>1 398</b> <b>859,98</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПШ (соц.налог)	тыс.тг.	<b>2 383</b> <b>397,58</b>	12 734,18	13 985,07	25 526,08	39 037,38	50 480,29	61 764,11	73 869,88	76 824,68	79 897,66	83 093,57	86 417,31	89 874,01	93 468,97	97 207,72

## ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Налог на имущество	тыс.тг.	838 <b>728,59</b>	143,08	3 290,37	10 053,62	28 846,03	53 258,26	70 566,92	88 246,23	90 484,32	76 910,86	65 373,75	55 567,39	47 232,11	40 147,19	34 125,05
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	10 237 <b>115,99</b>	139 852,82	301 487,29	420 418,74	486 892,73	563 958,23	610 882,52	657 327,83	636 958,19	588 461,04	545 752,07	506 625,54	472 085,93	437 792,32	407 509,93
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг.	<b>48 574</b> <b>448,60</b>	<b>492</b> <b>035,65</b>	<b>795</b> <b>834,78</b>	<b>1 143</b> <b>194,69</b>	<b>1 419</b> <b>448,33</b>	<b>1 698</b> <b>902,48</b>	<b>1 924</b> <b>611,33</b>	<b>2 158</b> <b>711,02</b>	<b>2 160</b> <b>110,29</b>	<b>2 096</b> <b>599,63</b>	<b>2 046</b> <b>977,97</b>	<b>2 007</b> <b>033,16</b>	<b>1 978</b> <b>383,71</b>	<b>1 953</b> <b>049,19</b>	<b>1 937</b> <b>702,67</b>
Административные расходы	тыс.тг.	10 638 <b>798,56</b>	75 <b>347,31</b>	70 <b>085,81</b>	121 <b>854,57</b>	177 <b>984,32</b>	225 <b>509,59</b>	276 <b>860,29</b>	332 <b>297,43</b>	346 <b>857,54</b>	362 <b>103,54</b>	378 <b>071,31</b>	394 <b>798,85</b>	380 <b>240,21</b>	397 <b>327,08</b>	415 <b>250,61</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	6 780 <b>183,91</b>	43 194,00	44 921,76	77 864,38	113 370,54	143 170,80	175 173,68	209 507,73	217 888,04	226 603,56	235 667,70	245 094,41	254 898,18	265 094,11	275 697,88
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	1 498 <b>679,59</b>	4 967,31	5 372,64	9 685,08	14 665,54	19 261,30	24 509,44	30 485,82	32 973,47	35 664,10	38 574,29	41 721,95	45 126,47	48 808,78	52 791,58
Другие административные расходы	тыс.тг.	2 359 <b>935,05</b>	27 186,00	19 791,41	34 305,11	49 948,24	63 077,49	77 177,16	92 303,88	95 996,04	99 835,88	103 829,32	107 982,49	80 215,56	83 424,19	86 761,15
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг.	<b>1 427</b> <b>790,27</b>	<b>120</b> <b>678,38</b>	<b>11</b> <b>385,95</b>	<b>29</b> <b>474,32</b>	<b>37</b> <b>697,72</b>	<b>93</b> <b>823,81</b>	<b>83</b> <b>897,89</b>	<b>89</b> <b>465,64</b>	<b>106</b> <b>745,26</b>	<b>41</b> <b>742,75</b>	<b>40</b> <b>957,33</b>	<b>40</b> <b>992,33</b>	<b>41</b> <b>162,61</b>	<b>41</b> <b>487,38</b>	<b>41</b> <b>864,10</b>
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	468 <b>798,03</b>	37 417,40	3 393,06	9 786,82	12 068,29	29 667,15	26 511,29	28 374,80	34 090,63	13 558,43	13 513,30	13 527,59	13 584,23	13 691,92	13 816,41
НИОКР	тыс.тг.	463 <b>101,04</b>	37 417,40	3 393,06	9 786,82	12 068,29	29 667,15	26 511,29	28 374,80	34 090,63	13 558,43	13 513,30	13 527,59	13 584,23	13 691,92	13 816,41
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	501 <b>588,20</b>	45 843,58	4 599,84	9 900,68	13 561,13	34 489,50	30 875,32	32 716,04	38 564,01	14 625,88	13 930,73	13 937,16	13 994,15	14 103,54	14 231,28
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.тг.	<b>60 298</b> <b>003,26</b>	<b>754</b> <b>035,03</b>	<b>1 299</b> <b>571,98</b>	<b>1 822</b> <b>205,06</b>	<b>2 119</b> <b>852,72</b>	<b>2 670</b> <b>201,36</b>	<b>2 928</b> <b>732,94</b>	<b>3 142</b> <b>958,17</b>	<b>3 178</b> <b>000,25</b>	<b>2 935</b> <b>133,56</b>	<b>2 731</b> <b>936,08</b>	<b>2 702</b> <b>577,36</b>	<b>2 613</b> <b>903,08</b>	<b>2 537</b> <b>110,79</b>	<b>2 470</b> <b>826,56</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг.	<b>108 872</b> <b>451,86</b>	<b>1 246</b> <b>070,69</b>	<b>2 095</b> <b>406,76</b>	<b>2 965</b> <b>399,74</b>	<b>3 539</b> <b>301,05</b>	<b>4 369</b> <b>103,84</b>	<b>4 853</b> <b>344,26</b>	<b>5 301</b> <b>669,19</b>	<b>5 338</b> <b>110,55</b>	<b>5 031</b> <b>733,19</b>	<b>4 778</b> <b>914,06</b>	<b>4 709</b> <b>610,52</b>	<b>4 592</b> <b>286,79</b>	<b>4 490</b> <b>159,99</b>	<b>4 408</b> <b>529,23</b>
<b>Доходы (убытки)</b>																
Производственный доход	тыс.тг.	212 091 <b>546,57</b>	2 897 456,70	6 246 183,62	8 710 193,36	10 087 394,93	11 684 030,26	12 656 202,98	13 618 452,24	13 196 436,18	12 191 676,99	11 306 836,90	10 496 217,26	9 780 629,22	9 070 137,58	8 442 749,93
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	108 872 <b>451,86</b>	1 246 070,69	2 095 406,76	2 965 399,74	3 539 301,05	4 369 103,84	4 853 344,26	5 301 669,19	5 338 110,55	5 031 733,19	4 778 914,06	4 709 610,52	4 592 286,79	4 490 159,99	4 408 529,23
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг.	<b>103 219</b> <b>094,71</b>	<b>1 651</b> <b>386,01</b>	<b>4 150</b> <b>776,86</b>	<b>5 744</b> <b>793,62</b>	<b>6 548</b> <b>093,88</b>	<b>7 314</b> <b>926,42</b>	<b>7 802</b> <b>858,71</b>	<b>8 316</b> <b>783,04</b>	<b>7 858</b> <b>325,63</b>	<b>7 159</b> <b>943,80</b>	<b>6 527</b> <b>922,84</b>	<b>5 786</b> <b>606,74</b>	<b>5 188</b> <b>342,43</b>	<b>4 579</b> <b>977,59</b>	<b>4 034</b> <b>220,69</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	9 408 <b>041,12</b>	3 906,41	23 412,92	64 653,60	237 389,74	418 888,98	618 889,50	900 472,76	838 948,22	745 230,14	664 541,89	593 160,68	531 456,03	473 889,77	424 142,21
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг.	<b>93 811</b> <b>053,59</b>	<b>1 647</b> <b>479,60</b>	<b>4 127</b> <b>363,93</b>	<b>5 680</b> <b>140,02</b>	<b>6 310</b> <b>704,14</b>	<b>6 896</b> <b>037,44</b>	<b>7 183</b> <b>969,21</b>	<b>7 416</b> <b>310,29</b>	<b>7 019</b> <b>377,42</b>	<b>6 414</b> <b>713,66</b>	<b>5 863</b> <b>380,96</b>	<b>5 193</b> <b>446,06</b>	<b>4 656</b> <b>886,40</b>	<b>4 106</b> <b>087,83</b>	<b>3 610</b> <b>078,48</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	9 892 <b>692,69</b>	4 160,48	77 810,87	161 475,44	518 893,00	735 225,48	925 762,52	1 150 973,16	978 282,07	831 512,69	706 769,54	600 744,36	510 626,86	434 029,32	368 922,82
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	93 326 <b>402,02</b>	1 647 225,53	4 072 965,99	5 583 318,18	6 029 200,87	6 579 700,94	6 877 096,19	7 165 809,88	6 880 043,57	6 328 431,11	5 185 153,30	5 185 862,38	4 677 715,57	4 145 948,27	3 665 297,87
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	93 326 <b>402,02</b>	1 647 225,53	4 072 965,99	5 583 318,18	6 029 200,87	6 579 700,94	6 877 096,19	7 165 809,88	6 880 043,57	6 328 431,11	5 185 153,30	5 185 862,38	4 677 715,57	4 145 948,27	3 665 297,87
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	18 665 <b>280,40</b>	329 445,11	814 593,20	1 116 663,64	1 205 840,17	1 315 940,19	1 375 419,24	1 433 161,98	1 376 008,71	1 265 686,22	1 164 230,66	1 037 172,48	935 543,11	829 189,65	733 059,57

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг.	<b>75 145 773,19</b>	1 318 034,49	3 312 770,74	4 563 476,39	5 104 863,96	5 580 097,26	5 808 549,98	5 983 148,31	5 643 368,70	5 149 027,44	4 699 150,30	4 156 273,59	3 721 343,28	3 276 898,17	2 877 018,91
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	<b>14 708 991,81</b>	356 257,28	1 133 375,70	1 513 019,55	1 446 407,01	1 392 682,34	1 333 511,51	1 270 992,55	1 187 010,55	1 077 190,60	965 427,16	773 101,84	633 202,59	492 463,50	373 871,13
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг.	<b>60 436 781,38</b>	<b>961 777,22</b>	<b>2 179 395,04</b>	<b>3 050 456,84</b>	<b>3 658 456,96</b>	<b>4 187 414,92</b>	<b>4 475 038,46</b>	<b>4 712 155,76</b>	<b>4 456 358,16</b>	<b>4 071 836,84</b>	<b>3 733 723,13</b>	<b>3 383 171,74</b>	<b>3 088 140,69</b>	<b>2 784 434,68</b>	<b>2 503 147,77</b>

## Продолжение таблицы П.4.2.15

Составляющие	Ед.изм	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>															
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	34 633,53	36 018,87	37 459,62	38 958,01	40 516,33	42 136,98	43 822,46	45 575,36	47 398,38	49 294,31	51 266,08	53 316,73	55 449,40	57 667,37
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	9 259,08	9 057,26	8 820,86	8 624,79	8 448,41	8 357,11	8 130,52	7 650,16	7 404,67	7 161,41	6 444,37	4 815,70	4 405,64	4 199,96
Затраты на материалы	тыс.тг.	281 530,41	263 258,09	244 977,70	228 805,81	214 568,87	208 274,18	191 965,32	177 161,79	164 105,25	149 830,86	131 578,39	116 642,85	103 833,54	90 051,04
Затраты условно-постоянные	тыс.тг.	225 349,98	234 363,98	243 738,54	253 488,08	263 627,61	262 252,16	272 742,24	270 758,66	268 180,01	237 071,13	232 050,80	211 166,23	203 926,24	163 140,99
Услуги производственного характера	тыс.тг.	104 828,77	109 021,92	113 382,79	117 918,10	122 634,83	127 540,22	132 641,83	137 947,50	143 465,40	149 204,02	155 172,18	161 379,07	167 834,23	174 547,60
Ремонт скважин	тыс.тг.	84 277,23	87 648,32	91 154,25	94 800,42	98 592,44	98 078,04	102 001,16	101 259,34	100 294,96	88 660,75	86 783,23	78 972,74	76 265,10	61 012,08
Прочие расходы	тыс.тг.	125 194,43	104 161,77	108 328,24	112 661,37	117 167,83	145 695,64	151 523,47	150 421,48	148 988,89	131 706,18	128 917,11	117 314,57	113 292,36	90 633,89
Аренда	тыс.тг.	50 383,13	52 398,45	54 494,39	56 674,16	58 941,13	58 633,61	60 978,96	60 535,47	59 958,95	53 003,71	51 881,28	47 211,96	45 593,27	36 474,61
Расходы на экологию	тыс.тг.	15 497,09	14 491,27	13 485,01	12 594,82	11 811,13	11 464,63	10 566,90	9 752,03	9 033,32	8 247,57	7 242,85	6 420,71	5 715,61	4 956,94
Затраты на страхование	тыс.тг.	15 391,74	16 007,41	16 647,71	17 313,62	18 006,16	17 912,21	8 869,67	8 805,16	8 721,30	7 709,63	7 546,37	6 867,19	6 631,75	5 305,40
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	473 296,03	492 227,88	511 916,99	532 393,67	553 689,42	550 800,60	572 832,63	568 666,57	563 250,70	497 913,62	487 369,57	443 506,30	428 300,37	342 640,30

Составляющие	Ед.изм	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.т г.	<b>1 419 641,42</b>	<b>1 418 655,22</b>	<b>1 444 406,12</b>	<b>1 474 232,85</b>	<b>1 508 004,15</b>	<b>1 531 145,40</b>	<b>1 556 075,16</b>	<b>1 538 533,53</b>	<b>1 520 801,83</b>	<b>1 379 803,19</b>	<b>1 346 252,22</b>	<b>1 247 614,04</b>	<b>1 211 247,50</b>	<b>1 030 630,17</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПШ	тыс.т г.	101 096,03	105 139,87	109 345,47	113 719,29	118 268,06	117 651,01	122 357,05	121 467,18	120 310,35	106 354,35	104 102,14	94 732,95	91 484,96	73 187,97
Налог на имущество	тыс.т г.	29 006,25	24 655,29	20 956,98	17 813,43	15 235,12	13 043,56	11 087,03	9 423,97	8 010,37	6 808,82	5 787,50	4 919,37	4 181,47	3 554,25
НДПИ на добычу нефти	тыс.т г.	379 651,67	355 010,94	330 359,32	308 551,07	289 352,16	280 863,59	258 870,64	238 907,66	221 300,54	202 051,13	177 437,15	157 296,16	140 022,45	121 436,36
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.т г.	<b>1 929 395,37</b>	<b>1 903 461,32</b>	<b>1 905 067,89</b>	<b>1 914 316,63</b>	<b>1 930 859,49</b>	<b>1 942 703,56</b>	<b>1 948 389,87</b>	<b>1 908 332,34</b>	<b>1 870 423,09</b>	<b>1 695 017,48</b>	<b>1 633 579,01</b>	<b>1 504 562,51</b>	<b>1 446 936,38</b>	<b>1 228 808,74</b>
<b>Административные расходы</b>	тыс.т г.	<b>434 056,76</b>	<b>453 794,37</b>	<b>474 515,30</b>	<b>496 274,72</b>	<b>519 131,27</b>	<b>519 532,22</b>	<b>543 676,71</b>	<b>543 194,99</b>	<b>541 598,50</b>	<b>482 061,43</b>	<b>475 200,54</b>	<b>435 600,54</b>	<b>423 847,47</b>	<b>341 725,24</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.т г.	286 725,79	298 194,82	310 122,62	322 527,52	335 428,62	333 678,56	347 025,70	344 501,88	341 220,91	301 639,28	295 251,63	268 678,98	259 467,13	207 573,70
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.т г.	57 099,37	61 758,68	66 798,19	72 248,92	78 144,44	80 846,20	87 443,25	90 279,59	92 996,57	85 497,33	87 034,27	82 369,23	82 726,95	68 828,82
Др. административные расходы	тыс.т г.	90 231,60	93 840,86	97 594,50	101 498,28	105 558,21	105 007,47	109 207,77	108 413,53	107 381,02	94 924,82	92 914,65	84 552,33	81 653,39	65 322,72
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.т г.	<b>42 384,44</b>	<b>43 013,09</b>	<b>42 989,79</b>	<b>43 762,08</b>	<b>44 664,61</b>	<b>46 127,77</b>	<b>46 395,64</b>	<b>47 146,21</b>	<b>46 627,47</b>	<b>46 090,33</b>	<b>41 855,00</b>	<b>40 806,12</b>	<b>37 836,48</b>	<b>36 715,79</b>
Затраты на обучение персонала	тыс.т г.	13 988,60	14 620,26	14 616,68	14 873,96	15 179,95	15 673,69	15 772,73	16 024,71	15 856,80	15 674,29	14 258,94	13 881,07	12 884,20	12 490,84
НИОКР	тыс.т г.	13 988,60	14 196,41	14 186,55	14 444,06	14 742,33	15 227,04	15 311,45	15 560,75	15 385,34	15 208,02	13 798,03	13 462,52	12 476,14	12 112,48
Выделение средств на социальные проекты	тыс.т г.	14 407,24	14 620,26	14 616,68	14 873,96	15 179,95	15 673,69	15 772,73	16 024,71	15 856,80	15 674,29	14 258,94	13 881,07	12 884,20	12 490,84
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.т г.	<b>2 366 556,08</b>	<b>2 310 208,00</b>	<b>2 216 486,24</b>	<b>2 161 532,97</b>	<b>2 125 432,58</b>	<b>2 111 931,41</b>	<b>2 023 559,63</b>	<b>1 933 138,87</b>	<b>1 872 421,26</b>	<b>1 728 413,33</b>	<b>1 582 233,60</b>	<b>1 480 517,72</b>	<b>1 344 184,24</b>	<b>1 134 342,38</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.т г.	<b>4 295 951,45</b>	<b>4 213 669,32</b>	<b>4 121 554,13</b>	<b>4 075 849,60</b>	<b>4 056 292,06</b>	<b>4 054 634,97</b>	<b>3 971 949,50</b>	<b>3 841 471,21</b>	<b>3 742 844,36</b>	<b>3 423 430,82</b>	<b>3 215 812,61</b>	<b>2 985 080,23</b>	<b>2 791 120,62</b>	<b>2 363 151,13</b>
<b>Доходы (убытки)</b>															
Производственный доход	тыс.т г.	7 865 585,40	7 355 081,12	6 844 351,46	6 392 530,16	5 994 769,08	5 818 903,77	5 363 255,98	4 949 665,05	4 584 882,49	4 186 075,07	3 676 125,25	3 258 846,09	2 900 971,20	2 515 906,31
Расходы на реализованную продукцию	тыс.т г.	4 295 951,45	4 213 669,32	4 121 554,13	4 075 849,60	4 056 292,06	4 054 634,97	3 971 949,50	3 841 471,21	3 742 844,36	3 423 430,82	3 215 812,61	2 985 080,23	2 791 120,62	2 363 151,13
<b>Операционный доход</b>	тыс.т г.	<b>3 569 633,95</b>	<b>3 141 411,80</b>	<b>2 722 797,33</b>	<b>2 316 680,56</b>	<b>1 938 477,02</b>	<b>1 764 268,80</b>	<b>1 391 306,48</b>	<b>1 108 193,84</b>	<b>842 038,14</b>	<b>762 644,25</b>	<b>460 312,64</b>	<b>273 765,86</b>	<b>109 850,58</b>	<b>152 755,19</b>

Составляющие	Ед.изм	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.т г.	379 947,49	341 621,74	305 672,41	274 512,97	250 032,37	233 362,67	206 816,53	183 526,63	163 462,48	143 503,84	121 175,11	103 288,89	88 409,68	73 725,47
<b>Балансовая прибыль</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>3 189 686,47</b>	<b>2 799 790,06</b>	<b>2 417 124,92</b>	<b>2 042 167,59</b>	<b>1 688 444,64</b>	<b>1 530 906,14</b>	<b>1 184 489,95</b>	<b>924 667,21</b>	<b>678 575,65</b>	<b>619 140,41</b>	<b>339 137,53</b>	<b>170 476,96</b>	<b>21 440,89</b>	<b>79 029,72</b>
Амортизационные отчисления	тыс.т г.	313 583,13	266 544,91	226 562,72	192 578,04	165 896,17	141 011,64	119 859,84	101 880,83	86 598,68	73 608,87	62 567,53	53 182,40	45 205,03	38 424,28
Налогооблагаемая прибыль	тыс.т г.	3 256 050,82	2 874 866,89	2 496 234,61	2 124 102,53	1 772 580,85	1 623 257,16	1 271 446,65	1 006 313,01	755 439,45	689 035,38	397 745,11	220 583,46	64 645,55	114 330,91
Корпоративный подоходный налог	тыс.т г.	651 210,16	574 973,38	499 246,92	424 820,51	354 516,17	324 651,43	254 289,33	201 262,60	151 087,89	137 807,08	79 549,02	44 116,69	12 929,11	22 866,18
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>2 538 476,30</b>	<b>2 224 816,68</b>	<b>1 917 878,00</b>	<b>1 617 347,09</b>	<b>1 333 928,47</b>	<b>1 206 254,70</b>	<b>930 200,62</b>	<b>723 404,60</b>	<b>527 487,76</b>	<b>481 333,34</b>	<b>259 588,50</b>	<b>126 360,27</b>	<b>8 511,79</b>	<b>56 163,54</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.т г.	281 681,44	209 725,23	138 596,75	81 727,76	31 894,19	16 853,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	<b>тыс.т г.</b>	<b>2 256 794,86</b>	<b>2 015 091,45</b>	<b>1 779 281,25</b>	<b>1 535 619,33</b>	<b>1 302 034,28</b>	<b>1 189 401,58</b>	<b>930 200,62</b>	<b>723 404,60</b>	<b>527 487,76</b>	<b>481 333,34</b>	<b>259 588,50</b>	<b>126 360,27</b>	<b>8 511,79</b>	<b>56 163,54</b>

Таблица П.4.2.16 - Поток денежной наличности, 5 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	<b>212 091 547</b>	2 897 457	6 246 184	8 710 193	10 087 395	11 684 030	12 656 203	13 618 452	13 196 436	12 191 677	11 306 837	10 496 217	9 780 629	9 070 138	8 442 750
<b>Итого приток средств</b>	<b>тыс.тг.</b>	<b>212 091 547</b>	2 897 457	6 246 184	8 710 193	10 087 395	11 684 030	12 656 203	13 618 452	13 196 436	12 191 677	11 306 837	10 496 217	9 780 629	9 070 138	8 442 750
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	<b>108 872 452</b>	1 246 071	2 095 407	2 965 400	3 539 301	4 369 104	4 853 344	5 301 669	5 338 111	5 031 733	4 778 914	4 709 611	4 592 287	4 490 160	4 408 529
прямые затраты	тыс.тг.	<b>35 115 206</b>	339 306	477 072	687 196	864 672	1 031 206	1 181 398	1 339 267	1 355 843	1 351 330	1 352 759	1 358 423	1 369 192	1 381 641	1 398 860
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	<b>13 459 242</b>	152 730	318 763	455 998	554 776	667 697	743 214	819 444	804 267	745 270	694 219	648 610	609 192	571 408	538 843
расходы периода	тыс.тг.	<b>60 298 003</b>	754 035	1 299 572	1 822 205	2 119 853	2 670 201	2 928 733	3 142 958	3 178 000	2 935 134	2 731 936	2 702 577	2 613 903	2 537 111	2 470 827
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	<b>10 098 811</b>	<b>0</b>	<b>501 610</b>	<b>639 443</b>	<b>2 546 580</b>	<b>1 962 502</b>	<b>2 006 308</b>	<b>2 427 668</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Бурение	тыс.тг.	<b>8 483 787</b>	<b>0</b>	<b>501 610</b>	<b>519 633</b>	<b>2 102 043</b>	<b>1 619 923</b>	<b>1 656 082</b>	<b>2 069 796</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Обустройство	тыс.тг.	<b>1 615 024</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>119 810</b>	<b>444 537</b>	<b>342 579</b>	<b>350 226</b>	<b>357 873</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	<b>18 665 280</b>	329 445	814 593	1 116 664	1 205 840	1 315 940	1 375 419	1 433 162	1 376 009	1 265 686	1 164 231	1 037 172	935 543	829 190	733 060

## ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	<b>14 708 992</b>	356 257	1 133 376	1 513 020	1 446 407	1 392 682	1 333 512	1 270 993	1 187 011	1 077 191	965 427	773 102	633 203	492 463	373 871
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг.	<b>152 345 535</b>	1 931 773	4 544 986	6 234 526	8 738 128	9 040 228	9 568 583	10 433 492	7 901 130	7 374 610	6 908 572	6 519 885	6 161 032	5 811 813	5 515 460
Поток денежной наличности	тыс.тг.	<b>59 746 011</b>	965 684	1 701 198	2 475 668	1 349 267	2 643 802	3 087 620	3 184 960	5 295 306	4 817 067	4 398 265	3 976 332	3 619 597	<b>3 258</b> <b>324,44</b>	<b>2 927</b> <b>289,99</b>
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.															
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	<b>25 714 003</b>	965 684	1 546 544	2 046 006	1 013 724	1 805 752	1 917 169	1 797 827	2 717 329	2 247 197	1 865 294	1 533 048	1 268 647	1 038 203	847 932
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	<b>18 767 084</b>	965 684	1 479 303	1 871 960	887 165	1 511 602	1 535 093	1 376 946	1 990 702	1 574 708	1 250 261	982 889	778 008	609 004	475 766
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	<b>14 420 053</b>	965 684	1 417 665	1 719 214	780 826	1 274 982	1 240 845	1 066 637	1 477 823	1 120 296	852 413	642 200	487 154	365 443	273 596
Накопленный поток денежной наличности																
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	<b>59 746 011</b>	965 684	2 666 882	5 142 549	6 491 816	9 135 618	12 223 238	15 408 198	20 703 504	25 520 571	29 918 836	33 895 169	37 514 766	40 773 090	43 700 380
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг.	<b>25 714 003</b>	965 684	2 512 227	4 558 233	5 571 957	7 377 710	9 294 879	11 092 706	13 810 035	16 057 233	17 922 526	19 455 575	20 724 221	21 762 424	22 610 355
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	<b>18 767 084</b>	965 684	2 444 986	4 316 947	5 204 111	6 715 714	8 250 806	9 627 753	11 618 454	13 193 162	14 443 424	15 426 312	16 204 320	16 813 324	17 289 091
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	<b>14 420 053</b>	965 684	2 383 349	4 102 562	4 883 388	6 158 369	7 399 215	8 465 851	9 943 674	11 063 970	11 916 383	12 558 583	13 045 737	13 411 180	13 684 776

## Продолжение таблицы П.4.2.16

Составляющие	Ед.изм	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	7 865 585	7 355 081	6 844 351	6 392 530	5 994 769	5 818 904	5 363 256	4 949 665	4 584 882	4 186 075	3 676 125	3 258 846	2 900 971	2 515 906
<b>Итого приток средств</b>	тыс.тг	<b>7 865</b> <b>585</b>	<b>7 355</b> <b>081</b>	<b>6 844</b> <b>351</b>	<b>6 392</b> <b>530</b>	<b>5 994</b> <b>769</b>	<b>5 818</b> <b>904</b>	<b>5 363</b> <b>256</b>	<b>4 949</b> <b>665</b>	<b>4 584</b> <b>882</b>	<b>4 186</b> <b>075</b>	<b>3 676</b> <b>125</b>	<b>3 258</b> <b>846</b>	<b>2 900</b> <b>971</b>	<b>2 515</b> <b>906</b>
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	4 295 951	4 213 669	4 121 554	4 075 850	4 056 292	4 054 635	3 971 950	3 841 471	3 742 844	3 423 431	3 215 813	2 985 080	2 791 121	2 363 151
прямые затраты	тыс.тг	1 419 641	1 418 655	1 444 406	1 474 233	1 508 004	1 531 145	1 556 075	1 538 534	1 520 802	1 379 803	1 346 252	1 247 614	1 211 248	1 030 630
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	509 754	484 806	460 662	440 084	422 855	411 558	392 315	369 799	349 621	315 214	287 327	256 948	235 689	198 179
расходы периода	тыс.тг	2 366 556	2 310 208	2 216 486	2 161 533	2 125 433	2 111 931	2 023 560	1 933 139	1 872 421	1 728 413	1 582 234	1 480 518	1 344 184	1 134 342
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14 700</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Бурение	тыс.тг	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14 700</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Обустройство	тыс.тг	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	651 210	574 973	499 247	424 821	354 516	324 651	254 289	201 263	151 088	137 807	79 549	44 117	12 929	22 866
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	281 681	209 725	138 597	81 728	31 894	16 853	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.из м	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг	5 228	4 998	4 759	4 582	4 457	4 396	4 226	4 042	3 893	3 561	3 295	3 029	2 804	2 386
		843	368	398	398	402	140	239	734	932	238	362	197	050	017
<b>Поток денежной наличности</b>	тыс.тг	<b>2 636</b>	<b>2 356</b>	<b>2 084</b>	<b>1 810</b>	<b>1 537</b>	<b>1 422</b>	<b>1 137</b>	<b>906</b>	<b>690</b>	<b>624</b>	<b>380</b>	<b>229</b>	<b>96</b>	<b>129</b>
		<b>742,34</b>	<b>713,19</b>	<b>953,66</b>	<b>132,30</b>	<b>366,65</b>	<b>764,25</b>	<b>017,15</b>	<b>931,24</b>	<b>950,24</b>	<b>837,17</b>	<b>763,62</b>	<b>649,16</b>	<b>921,47</b>	<b>889,01</b>
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг														
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	694 337	564 178	453 747	358 125	276 509	232 633	169 010	122 554	84 880	69 781	38 657	21 196	8 132	9 908
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	372 647	289 627	222 808	168 208	124 227	99 971	69 472	48 186	31 922	25 102	13 302	6 976	2 560	2 984
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	205 367	152 964	112 771	81 589	57 745	44 534	29 658	19 714	12 516	9 432	4 790	2 407	847	946
Накопленный поток денежной наличности															
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	46 337	48 693	50 778	52 588	54 126	55 549	56 686	57 593	58 283	58 908	59 289	59 519	59 616	59 746
		122	836	789	921	288	052	070	001	951	788	552	201	122	011
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	23 304	23 868	24 322	24 680	24 957	25 189	25 358	25 481	25 566	25 636	25 674	25 695	25 704	25 714
		692	871	617	742	251	884	895	449	329	110	767	963	095	003
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	17 661	17 951	18 174	18 342	18 466	18 566	18 636	18 684	18 716	18 741	18 754	18 761	18 764	18 767
		738	365	173	381	608	579	051	237	159	262	564	540	100	084
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	13 890	14 043	14 155	14 237	14 295	14 339	14 369	14 389	14 401	14 411	14 415	14 418	14 419	14 420
		143	106	877	466	211	745	403	116	632	064	854	261	108	053