



**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

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

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

Приложение №1  
к Договору № 02-29102025  
от «29» октября 2025г.

Утверждаю:  
Директор  
ТОО «Capital Resources»  
Усов Д.В. 

«29» октября 2025 г.

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Проекта пробной эксплуатации пробной эксплуатации месторождения Каракан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 01.10.2025 года» с проектом Экологической оценки (ОВОС)

**Целевое назначение работ:** выполнение проектной документации месторождения Каракан:

- Проект пробной эксплуатации;
- Экологическая оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)

**Основание на проведение работ:**

- Контракт на разведку и добычу углеводородов на участке Коньс, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан № 5028-УВС от 28.02.2022 г.

**Сведения о месторождении:**

Нефтяное месторождение Каракан находится на территории участка Коньс, открыто в 2025 году по результатам бурения и испытания поисковой скважины SWB-2. Промышленная нефтеносность на месторождении Каракан установлена в отложениях акшабулакской свиты верхней юры, продуктивный горизонт J-0-2.

В непосредственной близости к северу от месторождения Каракан расположены месторождения Коньс и Бектас, в настоящее время находящиеся на стадии разработки.

В 2025 г. был выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каракан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.04.2025 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2771-25-П от 30.09.2025 г.).

Принятые запасы по месторождению Каракан в следующем объеме:

нефти	C <sub>1</sub> геол/извл. – 150 / 45 тыс. т;
	C <sub>2</sub> геол/извл. – 1170 / 263 тыс. т;
	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> геол/извл. – 1320 / 308 тыс. т;
растворенного аза	C <sub>1</sub> геол/извл. – 8 / 2 млн. м <sup>3</sup> ;
	C <sub>2</sub> геол/извл. – 59 / 13 млн. м <sup>3</sup> ;
	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> геол/извл. – 67 / 15 млн. м <sup>3</sup> .

**Состав и содержание Проекта**

Состав и содержание «Проекта пробной эксплуатации пробной эксплуатации месторождения Каракан по состоянию на 01.10.2025 года» с проектом Экологической оценки (далее – Проект) должны соответствовать положениям «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» (приказ №329 от 24.08.2018 г. и.о. МЭ РК).

На месторождении Каракан провести пробную эксплуатацию с целью уточнения



имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, определении режима работы залежи, дебитных характеристик добывающих скважин, исследовании продуктивности и энергетического состояния пласта, которые необходимы для составления подсчета запасов и подготовки проекта разработки месторождения.

1. Требования к составлению «Проекта пробной эксплуатации» (ППЭ):
  - 1.1. Предусмотреть бурение эксплуатационной – опережающей добывающей скважины, а также бурение оценочных скважин с целью уточнения геолого-промысловых параметров месторождения и определения его контуры.
  - 1.2. Рассчитать технологические показатели разработки на три года.
  - 1.3. Провести расчет капитальных вложений.
  - 1.4. Окончательные результаты работы должны оформляться в виде отчета с необходимыми графическими и табличными приложениями.
2. Выполнение проекта Экологической оценки (ОВОС):
  - 2.1. Состав разделов ОВОС и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций нормативно правовых актов;
  - 2.2. Согласование ОВОС с Заказчиком;
  - 2.3. Организация и проведение общественной экологической экспертизы (общественные слушания) по месту административной принадлежности производственного объекта;
  - 2.4. Согласование ОВОС в контролирующих органах РК и получение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду на ОВОС.
3. Согласовать Проект с Заказчиком.
4. Предоставить Проекты в ЦКРР МЭ РК.
5. Сопровождение Проекта при проведении независимой экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки и получение заключения экспертов ЦКРР РК.
6. Защита Проекта на заседании ЦКРР РК.

**Специальные требования к потенциальным подрядчикам:**

1. Наличие лицензии «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов»:

Подвиды:

- Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений;
  - Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений;
  - Проектирование добыча нефти, газа, нефтегазоконденсата.
2. Наличие лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды. Подвид:
- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности;
3. Наличие сертификатов менеджмента ISO 9001, 14001, 18001.
4. Наличие у потенциального поставщика необходимого качества работ по выполнению аналогичной проектной документации в течение последних 5 (пять) лет. Необходимо представить копии соответствующих актов, подтверждающие прием-передачу выполненных работ, сканированные копии рекомендательных писем, для которых потенциальный поставщик выполнял работы.

5. Наличие у потенциального поставщика услуг специалистов в области геологии, геологического и гидродинамического моделирования с опытом работы не менее 7 лет. Необходимо приложить резюме специалистов с указанием перечня выполненных работ в области геологического моделирования, гидродинамического моделирования.

#### Исходные данные:

1. Проект разведочных работ и проект авторского надзора;
2. Переинтерпретация данных МОГТ 3Д по участку Коньс в 2023 г.;
3. Оперативный подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа месторождения Каракан (участок Коньс);
4. Данные бурения скважин;
5. Материалы исследований ГИС;
6. Результаты испытания продуктивной залежи.

#### Сроки выполнения:

- согласно условиям договора и Календарному плану (Приложение №2 к договору):

1 - этап: разработка/составление "Проекта пробной эксплуатации"; согласование Проекта/проектных решений с Заказчиком и разработка/подготовка Заявления о намечаемой деятельности (ЗНД); проведение скрининга - 90 дней со дня подписания Договора.

2 – этап: разработка/составление и согласование с Заказчиком Проекта Экологической оценки, получение заключения по результатам ОВОС; отработка замечаний с экспертом ЦКРР РК, защита на заседании ЦКРР РК, оформление и сдача проектов в государственные фонды – 150 дней со дня завершения Этапа 1.

#### Количество экземпляров проектного документа:

Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на электронных носителях.

#### Заказчик:

**ТОО «Capital Resources»  
(Кэпитал Ресорсес)»**  
Адрес: Республика Казахстан, 050060,  
г. Алматы,  
ул. Жарокова, 272 Б  
e-mail: [admin@capitalresources.kz](mailto:admin@capitalresources.kz)  
БИН: 211040011111  
ИИК: KZ28601A861003872121  
АО «Народный Банк Казахстана»,  
г. Алматы,  
БИК: HSBKKGZKX  
Подпись: 



#### Подрядчик:

**ТОО «Geoscience Consulting»  
(Геосайнс Консалтинг)**  
Адрес: Республика Казахстан, 010000,  
г. Астана, ул.Сарайшык, д.4, кв.96  
Тел./факс: 8 (778) 1025960  
e-mail: [geoscience@gmail.com](mailto:geoscience@gmail.com)  
БИН 091040000107  
Р/с: KZ206017111000005154  
в АО «Народный Банк Казахстана»,  
г. Астана  
БИК HSBKKGZKX  
Подпись: 



**СОДЕРЖАНИЕ**

СПИСОК ТАБЛИЦ .....	8
СПИСОК РИСУНКОВ.....	9
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	9
РЕФЕРАТ .....	11
ВВЕДЕНИЕ .....	12
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	15
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	17
2.1 Характеристика геологического строения .....	17
2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности. ....	20
2.3 Физико-химические свойства нефти, газа и воды .....	21
2.3.1. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.....	21
2.3.2. Состав и свойства нефти в пластовых условиях .....	22
2.3.3. Состав и свойства растворённого газа .....	22
2.3.4. Физические свойства и химический состав пластовых вод .....	23
2.4 Физико-гидродинамические характеристики .....	23
2.5 Запасы нефти и газа .....	25
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРобНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ .....	27
3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации.....	27
3.2 Обоснование пространственных границ залежи для проведения пробной эксплуатации.....	28
3.3 Результаты опробования и гидродинамические исследования скважин .....	29
3.4 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин .....	33
3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам .....	35
3.6 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение .....	36
3.7 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации.....	39
4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРобНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ .....	41
5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРобНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ .....	44
5.1 Цели и направления исследовательских работ .....	44
5.2 Программа испытания и контроля за пробной эксплуатацией .....	48
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	55
6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования .....	55
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин .....	66
6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин .....	75
6.4 Программа утилизации газа.....	80
6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	82
7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН .....	83
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ .....	83

---

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин .....	89
8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ месторождения .....	95
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....	98
9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу .....	98
9.1.1 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ .....	100
9.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов .....	102
9.3. Мероприятия по охране растительного и животного мира .....	103
9.4. Мероприятия по охране почвенного покрова .....	105
9.5. Мероприятия по охране недр .....	106
9.6. Радиационная безопасность .....	108
9.7. Ликвидация аварийных ситуаций .....	110
10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ .....	116
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ .....	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	127

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов.....	19
Таблица 2.2.1 – Физико-химические свойства пластовой нефти .....	22
Таблица 2.4 – Результаты анализов газа, растворенного в нефти .....	23
Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчета запасов нефти месторождения Каракан.....	26
Таблица 3.1 – Результаты опробования скважины SWB-2 .....	30
Таблица 3.2 – Результаты замеров уровня жидкости.....	31
Таблица 3.3 – Результаты гидродинамических исследований.....	33
Таблица 3.4 – Характеристика фонда пробуренных скважин.....	34
Таблица 3.5 – Техническое состояние скважин .....	34
Таблица 3.6 – Исходные геолого-геофизические характеристики объекта пробной эксплуатации.....	36
Таблица 3.7 – График ввода скважин .....	38
Таблица 3.8 – Исходные характеристики пробной эксплуатации.....	38
Таблица 4.1 – Характеристика фонда скважин в период пробной эксплуатации. Месторождение Каракан.....	42
Таблица 4.2 – Характеристика основных технологических показателей в период пробной эксплуатации. Месторождение Каракан. ....	42
Таблица 4.3 – Прогнозные показатели добычи нефти по скважинам.....	43
Таблица 4.4 – Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам 43	
Таблица 5.1 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ в период пробной эксплуатации .....	46
Таблица 5.2 – Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации .....	54
Таблица 6.1 – Показатели эксплуатации скважин.....	56
Таблица 6.4.1 – Количество отработанного времени скважин при ПЭ .....	81
Таблица 6.4.2 – Баланс сырого газа. ....	82
Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция проектной вертикальной скважины SWB-3	84
Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция проектной оценочной скважины ОС-1.....	85
Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция проектной оценочной скважины ОС-2.....	85
Таблица 10.1 – Экономические допущения по стоимости продукции и транспортировки сырья .....	117
Таблица 10.2 – Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат (в год) .....	118
Таблица 10.3 – Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам .....	119
Таблица 10.4 – Техничко-экономические показатели по месторождению за период пробной эксплуатации .....	120
Таблица 10.5 – Расчет капитальных вложений месторождения Каракан.....	121
Таблица 10.6 – Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Каракан .....	121
Таблица 10.7 – Расчет эксплуатационных затрат по месторождению Каракан.....	122
Таблица 10.8 – Расчет экономической эффективности месторождения Каракан.....	123
Таблица 10.9 – Сводный расчет экономической эффективности.....	
Таблица 11.1 – Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на период пробной эксплуатации.....	126
Таблица 11.2 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд на период пробной эксплуатации .....	126

**СПИСОК РИСУНКОВ**

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ .....	16
Рисунок 2.1 – Фрагмент тектонической схемы Южно-Торгайского бассейна .....	17
Рисунок 2.2 – Структурная карта по кровле J3ak.....	19
Рисунок 3.1 – Координаты угловых точек геологического отвода .....	28
Рисунок 3.2 – Картограмма расположения геологического отвода .....	29
Рисунок 3.3 – График работы скважины SWB-2 в период проведения испытания.....	32
Рисунок 6.1 – Технологическая схема сбора скважинной продукции на период пробной эксплуатации месторождения Каракан .....	79
Рисунок 6.2 – Технология изоляции при обводнении подошвенными водами .....	74
Рисунок 6.3 – Технология изоляции заколонных перетоков из выше-, нижележащих горизонтов.....	74
Рисунок 6.4 – Технология изоляции межколонных перетоков из вышележащих горизонтов .....	74
Рисунок 8.1 – Расположение проектных скважин.....	97

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложений	№ прил.	№ листа	Масштаб	Степень секретности
1	Литолого-стратиграфический разрез	1	1	1:4000	Не секретно
2	Тектоническая схема Южно-Торгайского бассейна	2	2	1:1000000	Не секретно
3	Схема буровой и сейсмической изученности	3	3	1:50000	Не секретно
4	Структурная карта по отражающему горизонту PZ	4	4	1:25000	Не секретно
5	Структурная карта по отражающему горизонту J3ак	5	5	1:25000	Не секретно
6	Временной сейсмический разрез Inline 311 (вдоль скважины SWB-2)	6	6	1:25000 верт. 1см=50мсек	Не секретно
7	Временной сейсмический разрез Xline 443 (вдоль скважины SWB-2)	7	7	1:25000 верт. 1см=50мсек	Не секретно
8	Результаты интерпретации материалов ГИС скважины SWB-2	8	8	1:2000	Не секретно
9	Схема корреляции по линии скважин SWB-1R – SWB-2	9	9	1:500	Не секретно
10	Подсчетный план продуктивного горизонта J-0-2	10	10	1:25000	Не секретно
11	Схема обоснования ВНК	11	11	1:500	Не секретно
12	Геологический профиль по линии I-I	12	12	гор. 1:25000 верт. 1:1000	Не секретно

**Всего графических приложений 12 на 12 листах.**

## РЕФЕРАТ

Настоящий проектный документ «Проект пробной эксплуатации месторождения Каракан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан, по состоянию на 01.10.2025 г.» состоит из 1 книги и 1 папки:

Книга 1. Текст проекта содержит 108 страниц, в т.ч. 11 рисунков, 35 таблиц;

Папка 1. Графические приложения включает 12 графических приложений.

Объект исследования – продуктивный горизонт J-0-2 верхнеюрского возраста месторождения Каракан.

Цель работы – уточнение имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, определения режима работы и условиях залегания углеводородов, продуктивности скважины, обоснование системы размещения скважин пробной эксплуатации, объемов добычи нефти во время пробной эксплуатации и разработка мероприятий по доразведке месторождения с рекомендациями по бурению оценочных скважин.

В работе описана степень геологической изученности месторождения Каракан, обобщены результаты физико-химических исследований, приведены сведения о запасах нефти, числящихся на Государственном балансе запасов месторождения.

По результатам опробования поисковых и разведочных скважин дан прогноз режимов работы продуктивных горизонтов и скважин.

На период проведения пробной эксплуатации месторождения разработаны требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, устьевому и внутрискважинному оборудованию, составлена программа комплекса исследовательских работ, включая физико-химические, гидродинамические, промыслово-геофизические и гидрохимические исследования, мероприятия по доразведке месторождения, мероприятия по охране недр и окружающей среды, технике безопасности труда.

**Ключевые слова:** МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГОРИЗОНТ, ЗАПАСЫ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПРОДУКТИВНАЯ ТОЛЩА, ПОДСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ОБЪЕКТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, КАТЕГОРИЯ ЗАПАСОВ, ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ, ВОДОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН И ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ, ПОРИСТОСТЬ, НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ, БАЛАНСОВЫЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, ДЕБИТ, и т.п.

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящий «Проект пробной эксплуатации месторождения Каракан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан, по состоянию изученности на 01.10.2025 г.» выполнен на основании Договора № 02-29102025 от 29.10.2025 г. между ТОО «Geoscience Consulting» и ТОО «Capital Resources» и составлен в соответствии с техническим заданием.

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождения Каракан, владеет ТОО «Capital Resources», согласно контракту № 5028-УВС от 28.02.2022 г. на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Коныс на территории листа L-41-83, расположенного в Сырдарьинском районе Кызылординской области. Геологический отвод глубиной до кристаллического фундамента имеет площадь 70,55 км<sup>2</sup>.

В тектоническом плане площадь работ приурочена к Арыскупской грабен-синклинали Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна.

На месторождении Каракан за весь период разведки была пробурена 1 скважина. Скважиной № SWB-2 была вскрыта нефтяная залежь в отложениях акшабулакской свиты верхней юры – в горизонте J-0-2.

В 2022 г. ТОО «Geoscience Consulting» был разработан «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Коныс, согласно контракта № 5028-УВС от 28.02.2022 г., (далее PPP-2022 г.)», согласованный Центральной комиссией по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР РК) Протоколом № 30/3 от 18.08.2022 г..

На основании данного Проекта разведочных работ, являющегося базовым проектным документом, недропользователем выполнены в полном объеме работы, предусмотренные Контрактом: переинтерпретация сейсморазведочных данных МОГТ 3Д, восстановление и испытание ранее ликвидированной разведочной скважины SWB-1R, бурение и испытание поисковой скважины SWB-2.

Скважина SWB-1R фактической глубиной 1351,6 м, что соответствовала проектной, была пробурена в 2005 г. предыдущим недропользователем ТОО СП «КуатАмлонМунай». В том же году проведено испытание скважины в интервалах 1134-1138 м, 920-922 м и 923,5-926 м. По результатам испытания притока углеводородов не получено, объекты «сухие». Скважина была ликвидирована.

В 2022-23 гг. на основании PPP-2022 г. скважина SWB-1R была восстановлена и испытана в интервале 1182-1184 м. Вызов притока осуществлялся компрессированием с азотной установкой, в результате приток нефти не получен. В дальнейшем для

интенсификации притока пластового флюида была проведена соляно-кислотная обработка (СКО) с закачкой МКС-2 в объеме 2 м<sup>3</sup>. По результатам СКО методом свабирования получена жидкость в объеме 0,25м<sup>3</sup>. После испытания скважина введена в консервацию.

По результатам переинтерпретации сейсмических данных МОГТ 3Д, выполненных в 2022-2023 гг., было пересмотрено местоположение поисковой скважины SWB-2.

В 2023 г. на основании PPP-2022 г. была пробурена скважина SWB-2, проектная / фактическая глубина – 1400 м. Скважина SWB-2 была испытана в интервалах 1241,7-1247 м, 1210,5-1215,7 м и 1239-1246 м. Вызов притока осуществлялся методом свабирования и механизированным способом с помощью штангового винтового насоса (ШВН). В результате получен приток нефти плотностью 0,804 г/см<sup>3</sup>.

В 2025 г. на основе данных бурения двух скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, ТОО «Geoscience Consulting» был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каракан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.04.2025 г.).

Согласно Протоколу Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ РК) № 2771-25-П от 30.09.2025 г, на Государственный баланс РК по месторождению Каракан приняты к сведению геологические / извлекаемые запасы в следующих количествах:

**Нефть:**

- категории C<sub>1</sub> - 150/45 тыс. т;
- категории C<sub>2</sub> - 1170/263 тыс. т;

**Растворенный газ:**

- категории C<sub>1</sub> – 8.0/2,0 млн. м<sup>3</sup>;
- категории C<sub>2</sub> – 59/13 млн. м<sup>3</sup>;

Основными задачами поисково-разведочных работ являлись установление нефтеносности структуры, определение распространения границ залежей, детальное изучение литологического состава продуктивных пластов, получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологических моделей залежей и оценки запасов нефти и газа.

Целью настоящего проекта пробной эксплуатации месторождения Каракан являются: уточнение имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей, уточнение добычных возможностей и отработка

оптимальных режимов работы скважин, изучение состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, коллекторских свойств, эксплуатационной характеристики пласта, проведение дополнительных исследований необходимых, для выбора технологии разработки, подсчета запасов газа и конденсата и составления проекта промышленной разработки.

Настоящий проект составлен на основе запасов, принятых в рамках Оперативного подсчета запасов 2025 г. по состоянию изученности на 01.04.2025 г. Проект выполнен согласно руководящим нормативным документам, «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей». В проекте рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, бурения и освоения скважин, также приведены мероприятия по доразведке месторождения, с целью дальнейшего перевода запасов с категории С<sub>2</sub> на С<sub>1</sub>. Даны рекомендации по продолжению целенаправленного изучения геологического строения и флюидальной системы месторождения, коллекторских свойств, бурению оценочных скважины в целях доразведки залежи. Составлены мероприятия по контролю за разработкой месторождения, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды.

Фактический геолого-промысловый материал предоставлен ТОО «Capital Resources». Авторы проекта выражают искреннюю благодарность сотрудникам ТОО «Capital Resources» за сотрудничество при выполнении работы.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Контрактный участок ТОО «Capital Resources» расположен на территории Кызылординской области Республики Казахстан (рисунок 1.1.).

Месторождение Каракан находится на территории листа L-41-83, расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

Месторождение открыто в 2025 году. Первооткрывательницей месторождения является скважина SWB-2, где установлена нефтегазоносность отложений акшабулакской свиты верхней юры.

Областной центр город Кызылорда находится на расстоянии 120 км к югу от месторождения. Все населенные пункты и промыслы связаны между собой асфальтовыми и грунтовыми дорогами.

В орографическом отношении район работ представляет собой равнину с абсолютными отметками рельефа от 150 до 200 м.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Для технического водоснабжения возможно использование артезианских скважин, а при их отсутствии необходимо бурение водозаборной скважины глубиной 400 м.

Растительный покров района бедный: кустарники саксаула, эфемеры и эфемероиды (осока, живородящий мятлик), злаки (селин, пырей, костёр). Скудность растительного покрова сказывается на бедности животного мира, представленного, в основном, колониями грызунов. Из травоядных водятся сайгаки. Встречаются волки, лисы, корсаки. Из пресмыкающихся ящерицы, змеи, черепахи, из птиц орлы стервятники, воробьи.

Климат района резкоконтинентальный, температура зимой опускается до отметки -25<sup>0</sup>С мороза, летом воздух прогревается до отметки +45<sup>0</sup>С. Снежный покров незначителен, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Годовая сумма осадков в пределах области составляет 100-190 мм. Средняя высота снежного покрова 30см.

Характерны сильные ветра: летом – северные и северо-восточные.

Месторождение Каракан располагается в области развитой нефтедобывающей инфраструктуры. Действующий нефтепровод Коныс-Кумколь расположен в 25 км к северу от месторождения. Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент в пределах 50-60 км к юго-западу от месторождения. С г. Кызылорда в направлении месторождения Кумколь до 108 км есть асфальтовая дорога. Со 108 км до месторождения Бектас по северной границе контрактной территории есть внутри промысловые дороги, принадлежащие ТОО «КАМ».

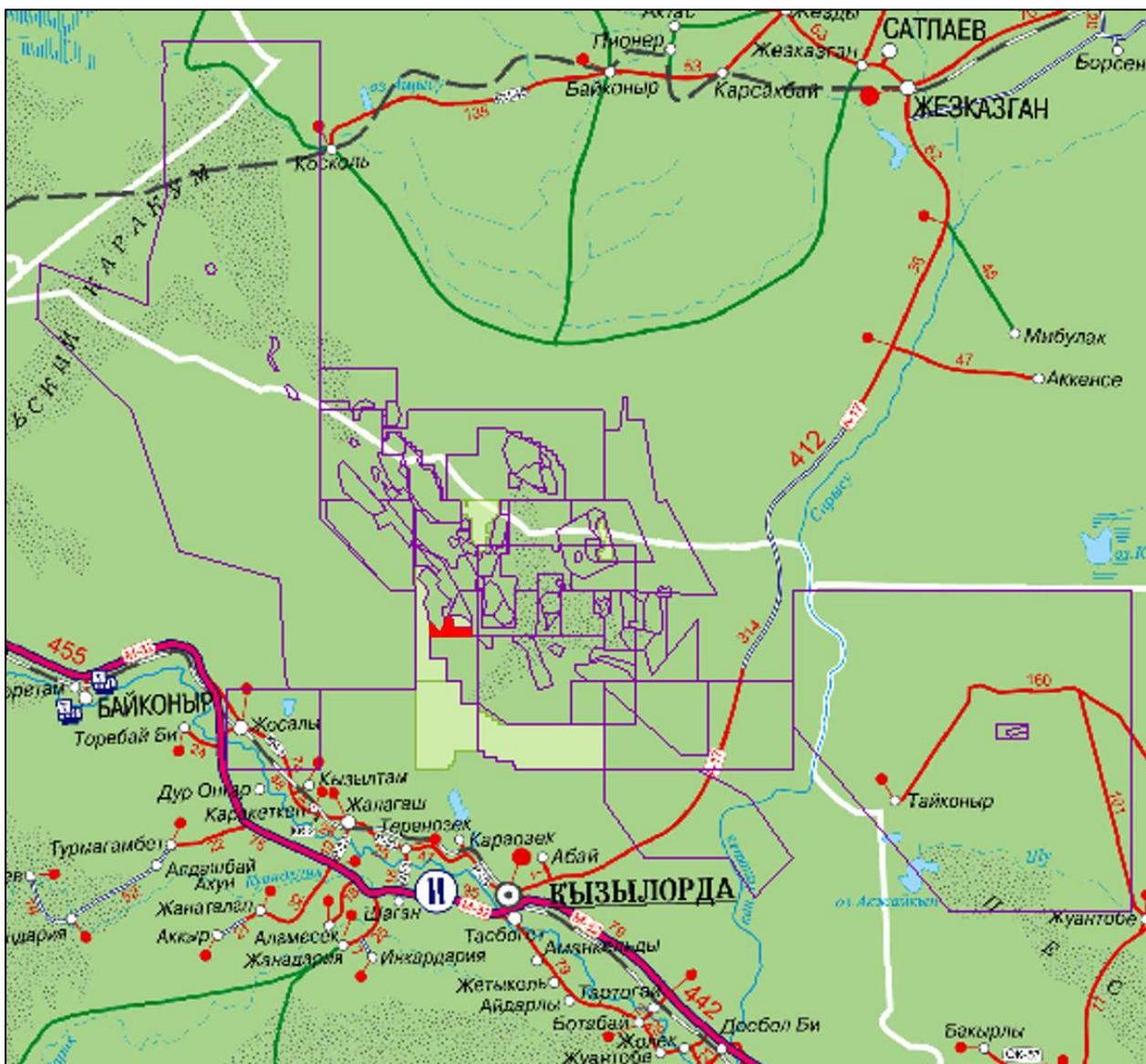


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика геологического строения

В тектоническом отношении месторождение Каракан расположено в центрально-восточной части Арыскупской грабен-синклинали одноименного Арыскупского прогиба Южно-Торгайского нефтеносного бассейна (рисунок 2.1).

В рассматриваемом районе вскрыты отложения от фундамента до неогена.

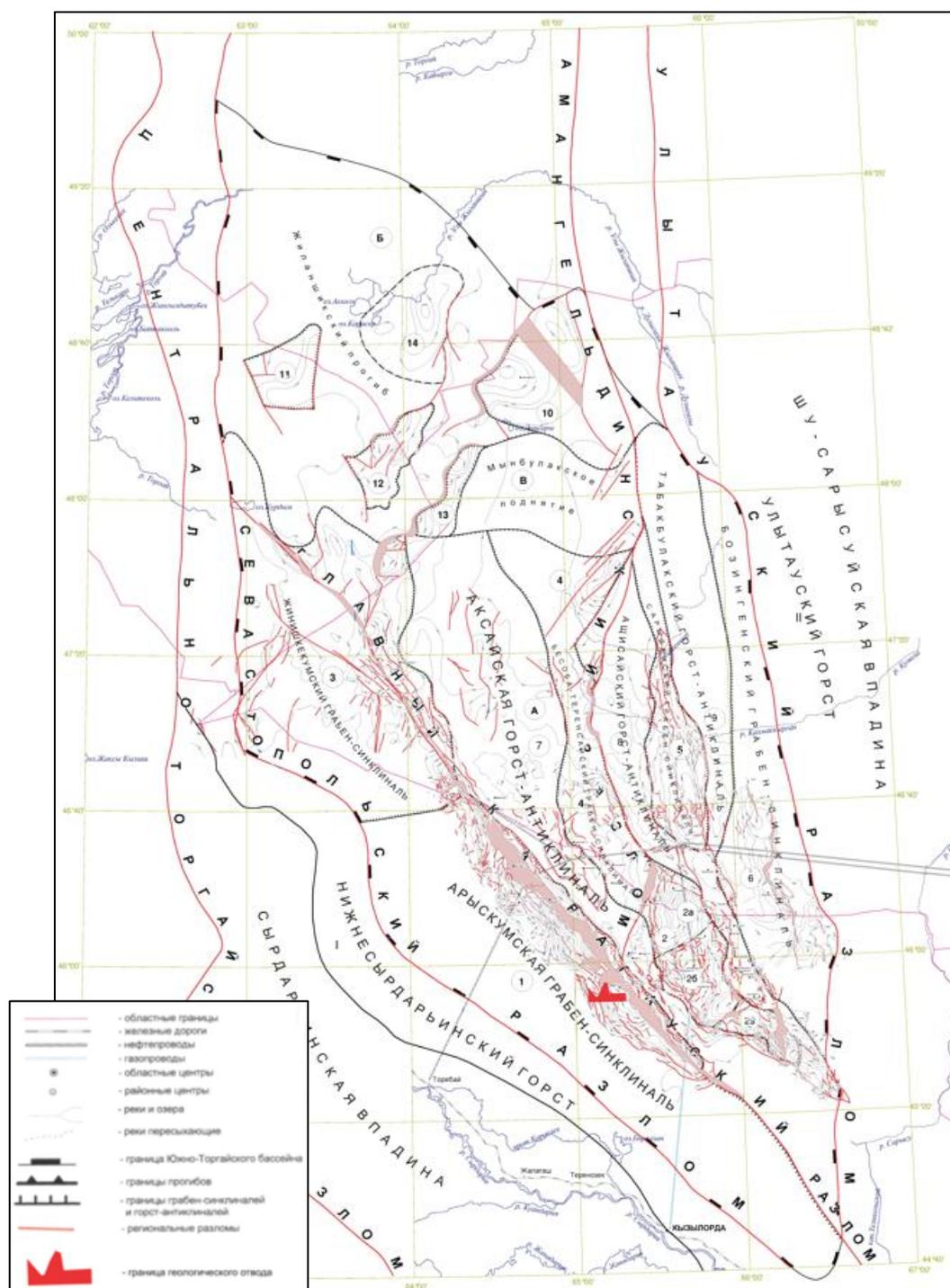


Рисунок 2.1 – Фрагмент тектонической схемы Южно-Торгайского бассейна

Большие объемы выполненного поисково-разведочного бурения на соседних площадях, в том числе на разрабатываемых месторождениях Коныс и Бектас, находящиеся в непосредственной близости, позволили детально изучить литологический разрез меловых и юрских отложений.

В непосредственной близости к северу от месторождения Каракан расположены месторождения Коныс и Бектас, в настоящее время находящиеся на стадии разработки.

Нефтегазоносность месторождений Коныс и Бектас доказана в отложениях арыкумской свиты нижнего мела (Коныс, Бектас) и акшабулакской свиты верхней юры (Коныс).

Литолого-стратиграфический разрез описывается по аналогии с соседним месторождением Коныс и Бектас, с одинаковым геологическим строением.

На месторождении Каракан скважинами SWB-1R и SWB-2 вскрыты отложения верхней юры.

По данным сейсморазведочных и буровых работ установлено, что в разрезе района принимают участие отложения четвертичного возраста палеогена, мела, юры, залегающие на поверхности фундамента.

Акшабулакская свита-Јзак. Литологически акшабулакская свита верхней юры представлена пестрыми аргиллитами и серыми алевролитами и, в целом, отлагается в основном в виде отложений аргиллитов, с многочисленными комплексами песчаных тел по вертикали, и слабой непрерывностью песчаных тел в плане. А в пределах месторождения Коныс данная свита имеет мощность 100м-350м, разделен на 4 нефтеносных горизонта J-0-1, J-0-2, J-0-3 и J-0-4 по вертикали. Пласт этой свиты местами подвергался денудации, на вершине расположена граница регионального несогласия, где пласт находится в контакте с вышележащими меловыми пластами.

В скважине SWB-2 свита вскрыта мощностью 168 м.

На месторождении Каракан продуктивность горизонта доказана испытанием скважины SWB-2.

Южно-Торгайская впадина расчленяется на два прогиба: Жиланшикский в северной, Арыкумский в южной частях, разделенные Мынбулакской седловиной.

В Арыкумском прогибе выделяется 5 грабен-синклиналей с запада на восток: Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская, Бозингенская, Даутская и Арысская синклиналь. Все структуры осложнены и ограничены разломами.

Кровля Јзак\_top является подошвой меловой системы, является поверхностью несогласия (рисунок 2.2).

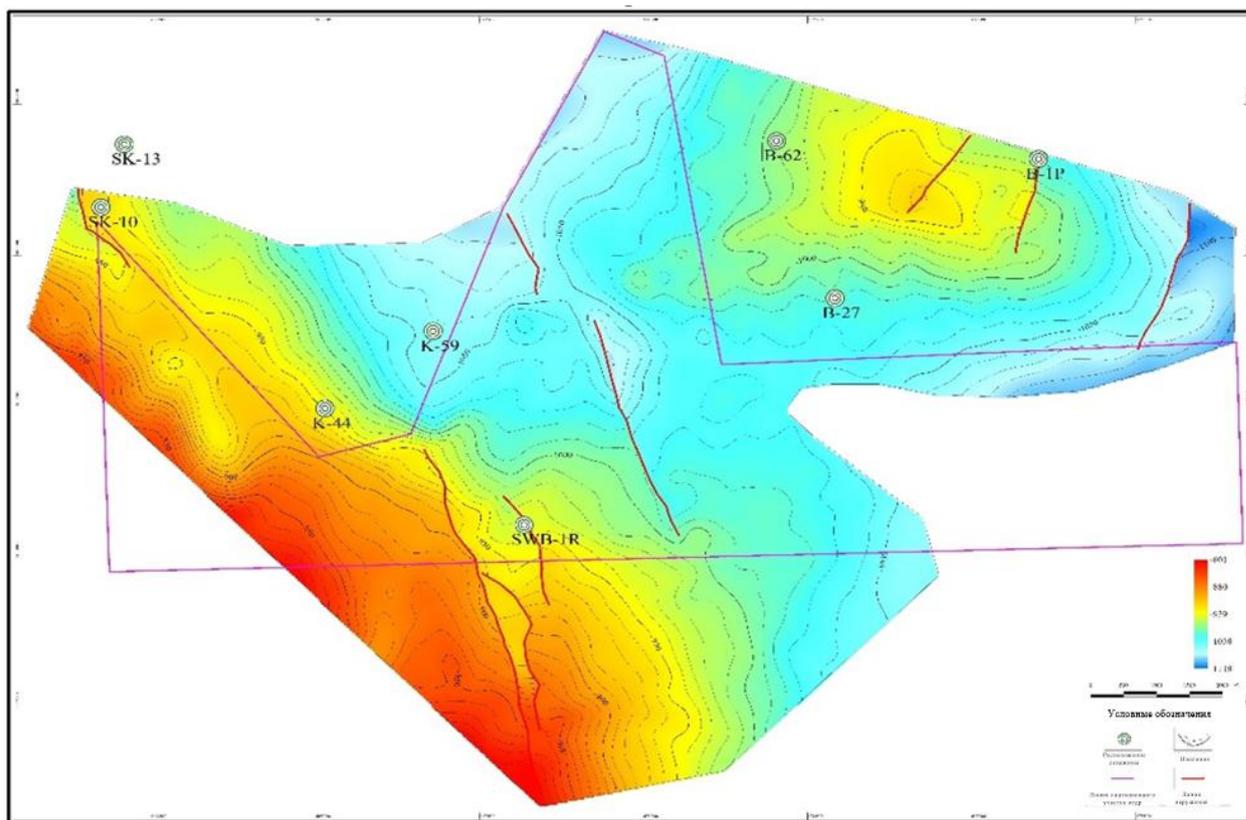


Рис. 2.2 - Структурная карта по кровле JЗак

В кровельной части акшабулакской свиты прослеживается горизонт J-0-2, к которому приурочена нефтегазовая залежь, продуктивность которой подтверждена результатами бурения и освоения скважины SWB-2. С запада горизонт ограничен разломом F1, а с юго-восточной стороны прослеживается зона отсутствия коллектора, которая служит границей продолжения продуктивных пород. С северо-запада месторождения нефтеносные отложения ограничены уровнем условного ВНК на отметке -1070,58 по подошве опробованного пласта-коллектора. Центральная часть месторождения осложняется разломами F2, сужая его с южной и северной части (рисунок 2.2).

Продуктивный горизонт J-0-2 вскрыт в скважине SWB-2, где вскрыта нефтяная пластово-сводовая залежь, экранированная с западной и восточной сторон разломами F1.

Продуктивность залежи доказана испытанием скважины SWB-2. В скважине опробован один объект в интервале 1239-1247, где получен приток нефти со средним дебитом 7-8 м<sup>3</sup>/сут механизированным способом с помощью штангового винтового насоса ШВН.

Таблица 2.1– Геолого-физическая характеристика горизонта

Параметры	Горизонт
	J-0-2
Средняя глубина залегания, м	-1035
ГНК, м	-
УВНК, м	-1070,58

Параметры	Горизонт
	J-0-2
Площадь нефтеносности, $C_1/C_2$ тыс.м <sup>2</sup>	514/8815
Площадь газоносности, тыс. м <sup>2</sup>	-/-
Средняя общая толщина коллектора, м	5,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,5
Пористость, доли ед.	0,196
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,435
Средняя газонасыщенность, доли ед.	-
Проницаемость по керну, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	-
Проницаемость по ГДИС, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	3,02
Коэффициент песчаности, доли ед.	-
Коэффициент расчлененности, доли ед.	-
Пластовая температура, °С	49,3
Пластовое давление, МПа	12,5
Вязкость нефти в пласт. условиях, (динамическая), мПа*с	1,7779
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см <sup>3</sup>	0,7689
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,804
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,1219
Содержание в нефти серы, %	0,17
Содержание в нефти парафина, %	10,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,04
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	50,58
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	-
Средний коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут*МПа	-

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

Продуктивные горизонты месторождения Каракан залегают в отложениях акшабулакской свиты верхней юры в интервале 1239 до 1247 м.

Продуктивные горизонты уверенно коррелируются по площади. Региональной покрывкой для продуктивных горизонтов служит пачка глинистых пород нижнемелового возраста (арыскупская свита), толщиной около 70 м.

К вскрытому горизонту приурочена тектонически и литологически экранированная нефтегазовая залежь пластово-сводового типа.

В литологическом отношении изучаемый разрез сложен терригенными породами.

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважины SWB-2 отбирался керновый материал. Керн был отобран в подошвенной части продуктивного горизонта и не освещает нефтегазоносную часть горизонта. В скважине SWB-1R керн не отбирался.

Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи 5 м. Эффективная пористость 0,196 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности в среднем 0,435 д.ед. Площадь продуктивности 9329 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 70 м. УВНК принят на абсолютной отметке -1070,58 м. Тип залежи – пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

## **2.3 Физико-химические свойства нефти, газа и воды**

### **2.3.1. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях**

В скважине SWB-2 были отобраны 6 поверхностных проб по 1,5 л каждая. По результатам лабораторных исследований установлено, что нефть характеризуется средней плотностью и относится к категории малосернистых.

Плотность нефти при температуре 20°C по исследуемым пробам составляет 816,0-845,0кг/м<sup>3</sup>, что соответствует нефти средней плотности. Массовая доля серы находится в пределах 0,17-0,18%, что позволяет отнести нефть к малосернистым. По двум пробам исследования не проводилась в связи с высоким содержанием воды.

Концентрация хлористых солей изменяется от 2563 до 17 643 мг/дм<sup>3</sup>, что свидетельствует о наличии минерализованных пластовых вод в продукции скважины. Температура застывания нефти положительная и находится в диапазоне от плюс 6 до плюс 11 °С.

Фракционный состав нефти характеризуется высоким выходом светлых и средних дистиллятных фракций. Начало кипения нефти отмечается при температурах 49-59 °С. Выход фракций до 350-360 °С составляет 63-85%. По результатам разгонки выход бензиновой фракции находится в пределах 15-19 %, керосиновой - 18-21%, дизельной - 17-30%. Доля тяжёлых остатков (мазута) составляет 15-37%.

Содержание серы во фракциях увеличивается с ростом температуры кипения и составляет от 0,0006-0,01 % в бензиновой и керосиновой фракциях до 0,40-0,50 % в мазутной части.

Определение плотности, массовой доли серы и фракционного состава нефти проводилось после обработки проб деэмульгатором, что обусловлено высоким содержанием воды. Полученные результаты свидетельствуют о возможности переработки нефти с получением светлых дистиллятных фракций, в том числе керосиновой, включая потенциальную авиакеросиновую фракцию.

### 2.3.2. Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Характеристика физико-химических свойств пластовых флюидов месторождения Каракан оценена по результатам исследования проб глубинных проб, отобранных из скважины SWB-2.

Отбор проб и лабораторные исследования проб осуществлялся компанией ТОО "CNEC", г. Кызылорда. Отбор глубинных проб осуществлялся с помощью пробоотборников SQ-3. Исследования пластового флюида выполнялись на оборудовании HD-IV Mercury-free PVT Analyzer.

**Горизонт Ю-0-2** охарактеризован двумя параллельными пробами скважины SWB-2 отобранными 08.06.2024 г. Пластовая нефть характеризуется: плотностью 0,7689 г/см<sup>3</sup>; вязкостью 1,7779 мПа·с. Давление насыщения при Tпл.=49,3°С и Pпл-5,49 МПа составляет 3,04 МПа. Газовый фактор составляет 38,89 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент – 1,1219.

**Таблица 2.2 – Физико-химические свойства пластовой нефти**

№№ скв	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Глубина отбора, м	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, Мпа	Давление пласта, Мпа	Газовый фактор		Объемный коэффициент	Усадка, %	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Коэффициент растворимости газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ·Мпа
							М <sup>3</sup> /М <sup>3</sup>	М <sup>3</sup> /Т			при пластовом давлении	сепарированной нефти (при 20°С)		
SWB-2	1239-1247	08.06.2024	1210	49,3	3,04	5,49	38,89	50,58	1,1219	10,9	0,769	0,8037	1,7779	12,79

### 2.3.3. Состав и свойства растворённого газа

По месторождению проведен анализ газа, растворенного в нефти по скважине SWB-2. Состав и свойства попутного газа изучены по глубинным пробам.

Результаты анализа попутного устьевого газа по скважине представлены в таблице 2.3.3. Исследования проведены в лаборатории ТОО "CNEC" («СиЭнИСи»).

**Продуктивный горизонт J-0-2.** Газ, растворенный в нефти, изучен по одной пробе скважины SWB-2 из горизонта J-0-2 в отложениях верхней юры из интервала 1239-1247м. Содержание компонентов составляют: метана – 36,795%, этана – 7,09%, пропана – 19,376 %, бутанов – 23,084 %, пентанов – 10,748%, гексана+гептан – 1,917%. В растворенном газе минимальное содержание углекислого газа 0,015%. Удельный вес газа по отношению к воздуху составляет – 1,3717.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта J-0-2 жирный, безсернистый.

**Таблица 2.4 – Результаты анализов газа, растворенного в нефти**

№№ скв	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup>		Содержание, % мол															Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	Удельный вес по отношению к воздуху	Молекулярная масса, г/моль	Фактор сжимаемости		
			низшая	высшая	метан	этан	пропан	бутан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	нео пентан	гексаны	гептаны	октан	нонан	сероводород	кислород					углекислый газ	азот
Горизонт J-0-2																									
SWB-2	1239-1247	08.06.2024	-	-	36,795	7,09	19,376	-	8,245	14,839	5,641	5,107	-	1,485	0,432	-	-	отс.	-	0,015	0,975	-	1,3717	39,72	-

### 2.3.4. Физические свойства и химический состав пластовых вод

На месторождении Каракан пластовые воды не изучены. В данной главе приведены результаты анализов проб попутно добываемых пластовых вод, выполненных на месторождении Коныс.

**Горизонт J-0-2.** Воды горизонта на месторождении Коныс изучены по результатам исследований 2 скважин и при среднем суммарном солесодержании 44,8 г/дм<sup>3</sup> содержит ионов натрия 13,2 г/см<sup>3</sup>, хлоридов 27,6 г/см<sup>3</sup>. Воды очень жесткие, нейтральные, хлоркальциевого типа. Содержание бария составляет 51,1 мг/дм<sup>3</sup>, стронция 108,6 мг/дм<sup>3</sup>, железа 3,46 мг/дм<sup>3</sup>.

### 2.4 Физико-гидродинамические характеристики

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважины SWB-2 отбирался керновый материал.

Суммарная проходка по всему вскрытому разрезу с отбором керна составила 14,4 м (1247,7-1256,7 м, 1290,1-1299,1 м), вынос керна – 11,9 м или 83% от проходки без признаков УВ. В результате анализа материала отобранный керн был идентифицирован как принадлежащий непродуктивной толще и оставлен без дальнейшего лабораторного анализа.

Необходимо отметить, что отобранный керн не представляет коллекторы. Продуктивный горизонт J-0-2 керновым материалом не освещен.

Вынос керна начинается с глубины 1249,7 м (рейс №1, интервалы отбора 1247,7-1256,7 м) ниже продуктивного горизонта J-0-2. Керн представлен: аргиллиты темно

коричневые, глинистые, средне-карбонатные, трещиноватые, средне-плотные, средне-крепкие, с включением ОРД, местами алевролиты серые среднезернистые, средне крепкие, средне твердые, средне сцементированные.

Таким образом, проанализировав весь имеющийся материал по керну, можно сделать следующий вывод:

На дату проекта литолого-петрофизическая характеристика, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и покрышек не изучены по причине отбора керна вне продуктивного горизонта.

## 2.5 Запасы нефти и газа

В 2025 г. на основе данных бурения двух скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, ТОО «Geoscience Consulting» был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каракан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.04.2025 г.).

Протоколом ГКЗ РК № 2771-25-П от 30.09.2025 г. геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа месторождения Каракан приняты в следующих количествах и по категориям:

### **В целом по месторождению:**

#### *Нефть*

C<sub>1</sub> - 150 тыс.т геологические, в том числе – 45 тыс.т извлекаемые;

C<sub>2</sub> - 1170 тыс.т геологические, в том числе – 263 тыс.т извлекаемые;

#### *Растворенный газ:*

C<sub>1</sub> – 8 млн. м<sup>3</sup> геологические, в том числе – 2 млн. м<sup>3</sup> извлекаемые;

C<sub>2</sub> – 59 млн. м<sup>3</sup> геологические, в том числе – 13 млн. м<sup>3</sup> извлекаемые;

Значения коэффициентов извлечения углеводородов месторождения Каракан приняты в следующих количествах: C<sub>1</sub> – 0,300 доли ед.; C<sub>2</sub> – 0,225 доли ед.

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица запасов нефти и растворенного газа месторождения Каракан

Залежь	Категория	Площадь нефтеносности	Средневзв. эффект-я нефтенасыщ. толщина	Объем нефтенасыщенных пород	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти	Геологические запасы нефти	КИН	Извлекаемые запасы нефти	Газосодержание	Геологические запасы растворенного газа	Извлекаемые запасы растворенного газа
					пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
		тыс. м <sup>2</sup>	м	тыс. м <sup>3</sup>	д. ед.	д. ед.	д. ед.	г/см <sup>3</sup>	тыс.т.	д. ед.	тыс. т	м <sup>3</sup> /т	млн. м <sup>3</sup>	млн. м <sup>3</sup>
J-0-2 (SWB-2)	C <sub>1</sub>	514	5,0	2593	0,196	0,478	0,769	0,804	150	0,300	45	50,58	8	2
	C <sub>2</sub>	8815	2,5	22453	0,196	0,430	0,769	0,804	1170	0,225	263	50,58	59	13
Итого По горизонту	C <sub>1</sub>	514		2593					150		45		8	2
	C <sub>2</sub>	8815		22479					1170		263		59	13
	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	9329		25072					1320		308		67	15
Всего по месторождению	C <sub>1</sub>	514		2593					150		45		8	2
	C <sub>2</sub>	8815		22479					1170		263		59	13
	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	9329		25072					1320		308		67	15

### **3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

#### **3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации**

За геологическую основу проекта принят «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каракан...».

Настоящим проектом предусматривается пробная эксплуатация продуктивного горизонта J-0-2 верхнеюрского возраста.

Целью пробной эксплуатации месторождения Каракан является:

- Уточнение геологического строения месторождения, повышение надежности структурных построений продуктивных горизонтов;
- Уточнение исходных геолого-промысловых данных для подсчета запасов и составления Проекта разработки месторождения;

При этом, с целью подготовки месторождения к подсчету запасов и проектированию промышленной разработки, в процессе пробной эксплуатации должны решаться следующие задачи:

- Уточнение параметров коллекторов и флюидов, необходимых для подсчета геологических запасов нефти, в том числе и перевода запасов категории C<sub>2</sub> в промышленную категорию;
- Изучение режима работы продуктивной залежи, а также оценка потенциала энергии пластовой системы;
- Исследование продуктивных характеристик залежей по данным длительной эксплуатации скважин на различных режимах;
- Обоснование количества и местоположения скважин, вводимых в пробную эксплуатацию;
- Уточнение продуктивности добывающих скважин и оптимальной депрессии на продуктивные пласты;
- Оценка проблем, связанных с эксплуатацией скважин и добычи;
- Отработка вопросов сбора, подготовки, транспортировки и реализации нефти и газа.

Пробная эксплуатация уменьшает технический и экономический риск проведения полномасштабной разработки месторождения.

Для выполнения задач пробной эксплуатации, а именно бурения опережающих добывающих и оценочных скважин и выполнение полной реализации программы исследовательских работ приведены в настоящем проекте.

Согласно п.13 ст.123 Кодекса «О недрах и недропользовании...», прогноз технологических показателей рассчитан на 3 года в период 01.07.2026-01.06.2029 гг.

### 3.2 Обоснование пространственных границ залежи для проведения пробной эксплуатации

ТОО «Capital Resources» проводит работы на месторождении Каракан на основании Контракта № 5028-УВС от 28.02.2022 г. на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Коньс на территории листа L-41-83, расположенное в Сырдарьинском районе Кызылординской области (рис.3.1-3.2).

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ  
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ  
РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР  
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «CAPITAL RESOURCES» для осуществления операций по недропользованию на участке **Коньс** на основании решения компетентного органа Министерства энергетики Республики Казахстан по предоставлению права на недропользования (Протокола № 220257 от 19 ноября 2021 года).

Геологический отвод расположен в Кызылординской области.  
Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 10.

Угловые Точки/№ №	Координаты угловых точек						Угловые Точки/№ №	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.		гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	50	00	65	05	00	6	45	54	43	65	11	00
2	45	53	08	65	04	58	7	45	54	29	65	11	42
3	45	50	59	65	07	30	8	45	51	43	65	12	16
4	45	51	10	65	08	35	9	45	51	48	65	18	20
5	45	53	10	65	09	45	10	45	50	00	65	18	20

**Площадь геологического отвода составляет – 70,55 (семьдесят семь целых пятьдесят пять сотых) кв. км.**

**Глубина – до кристаллического фундамента.**

Заместитель председателя  **А. Абдикешов**

г. Нур-Султан,  
декабрь, 2021 г

Рисунок 3.1 – Координаты угловых точек геологического отвода



Рисунок 3.2 – Картограмма расположения геологического отвода

### 3.3 Результаты опробования и гидродинамические исследования скважин

#### *Результаты опробования скважины*

На месторождении Каракан опробован горизонт акшабулакской свиты верхней юры Jзак горизонт J-0-2 в скважине SWB-2, где был получен приток нефти средним дебитом 7-8 м<sup>3</sup>/сут с помощью штангового винтового насоса ШВН.

#### *Горизонт Кислар (М-II)*

В скважине SWB-2 в 2024 году горизонт был опробован в интервале 1210,5-1215,7 м. После перфорации и свабирования получена техническая вода.

#### *Горизонт Jзак (J-0-2)* опробован в скважине SWB-2 в 2025 году в 1 объекте.

В скважине SWB-2 горизонт был испытан в интервале 1239-1247 м. По результатам испытания и освоения скважин механизированным способом получен приток нефти средним дебитом 7-8 м<sup>3</sup>/сут.

Для проведения испытаний был выбран штанговый винтовой насос марки WFT15-1400 (ШВН). Выбор обусловлен его конструктивной надёжностью, способностью эффективно обеспечивать стабильный отбор продукции из низкодебитных горизонтов при небольших депрессиях и минимальной чувствительностью к содержанию механических примесей.

Работа насоса осуществлялась при номинальной частоте вращения 145 об/мин в течение совокупных 15 часов, при этом эксплуатация велась в прерывистом режиме. В процессе проведения испытаний имели место периодические остановки агрегата, в том числе холостые запуски (до двух раз), после чего работа насоса приостанавливалась во избежание преждевременного износа эластомерных элементов.

Контроль режима работы скважины производился по показаниям трубного и затрубного давления, замерам уровня жидкости в затрубном пространстве, с применением автоматического скважинного уровнемера СУДОС. В таблице 3.10 и на рисунке 3.5 приведены результаты замеров уровня жидкости и суточной добычи. Представленные графики отражают изменение уровня жидкости в затрубном пространстве и объёмов продукции во времени, что позволяет оценить стабильность работы ШВН и характеристики притока.

Суточный объём добычи составил в среднем 7–8 м<sup>3</sup> нефти при минимальной обводнённости в начальный период. За период испытания скважины полученный объём нефти составил 350 м<sup>3</sup> с обводненностью 8-10 % на момент окончания периода испытания.

Параметры работы ШВН и объёмы добычи жидкости поисковой скважины SWB-2 в период испытаний приведены в текстовом приложении 12.

Сведения о результатах опробования скважин представлены в таблице 3.1.

**Таблица 3.1 – Результаты опробования скважины SWB-2**

№ скв		SWB-2	
Номер объекта		II	I
Горизонт, пласт		М-II	Ю-0-2
Дата испытания	Начало	04.04.2024	18.01.2025
	Конец	08.04.2025	03.03.2025
Интервал		1210,5	1239
		1215,7	1247
Искусственный забой, м		1373,71	1373,71
Диаметр и глубина спуска НКТ, м			1207,79
Способ опробования горизонта		Свабирование	ШВН
Диаметр штуцера, мм		-	-
Давление, Мпа	Рпл		5,49
	Рзатр		4
Дебиты	нефть, м <sup>3</sup> /сут		7-8
	вода, м <sup>3</sup> /сут		0,7
Пластовая Т, °С			49,3
Примечание		Объект сухой	Объект нефтеносный

Таблица 3.2 – Результаты замеров уровня жидкости

Дата	Время	Статический уровень жидкости, м	Время работы, часы	Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %	Накопленный объем нефти, м <sup>3</sup>																																																																																																																																																																																																																																																																																									
18.01.	8:00	563	12	10,6	4,6	57	4,600																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					19.01.	8:00	563	12	8,38	7,98	5	12,580	20:00	1087	12	20.01.	8:00	563	12	8,26	8,06	2	20,640	20:00	1087	12	21.01.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	28,760	20:00	1087	12	22.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	36,850	20:00	1087	12	23.01.	8:00	563	12	8,06	8,06	0	44,910	20:00	1087	12	24.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	53,000	20:00	1087	12	25.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	60,930	20:00	1087	12	26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910	20:00	1087	12	27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13
19.01.	8:00	563	12	8,38	7,98	5	12,580																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					20.01.	8:00	563	12	8,26	8,06	2	20,640	20:00	1087	12	21.01.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	28,760	20:00	1087	12	22.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	36,850	20:00	1087	12	23.01.	8:00	563	12	8,06	8,06	0	44,910	20:00	1087	12	24.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	53,000	20:00	1087	12	25.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	60,930	20:00	1087	12	26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910	20:00	1087	12	27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12						
20.01.	8:00	563	12	8,26	8,06	2	20,640																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					21.01.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	28,760	20:00	1087	12	22.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	36,850	20:00	1087	12	23.01.	8:00	563	12	8,06	8,06	0	44,910	20:00	1087	12	24.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	53,000	20:00	1087	12	25.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	60,930	20:00	1087	12	26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910	20:00	1087	12	27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																	
21.01.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	28,760																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					22.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	36,850	20:00	1087	12	23.01.	8:00	563	12	8,06	8,06	0	44,910	20:00	1087	12	24.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	53,000	20:00	1087	12	25.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	60,930	20:00	1087	12	26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910	20:00	1087	12	27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																												
22.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	36,850																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					23.01.	8:00	563	12	8,06	8,06	0	44,910	20:00	1087	12	24.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	53,000	20:00	1087	12	25.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	60,930	20:00	1087	12	26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910	20:00	1087	12	27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																							
23.01.	8:00	563	12	8,06	8,06	0	44,910																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					24.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	53,000	20:00	1087	12	25.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	60,930	20:00	1087	12	26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910	20:00	1087	12	27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																		
24.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	53,000																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					25.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	60,930	20:00	1087	12	26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910	20:00	1087	12	27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																													
25.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	60,930																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910	20:00	1087	12	27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																								
26.01.	8:00	563	12	8,18	7,98	3	68,910																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000	20:00	1087	12	28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																			
27.01.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	77,000																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040	20:00	1087	12	29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																														
28.01.	8:00	563	12	8,04	8,04	0	85,040																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270	20:00	1087	12	30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																									
29.01.	8:00	563	12	8,23	8,23	0	93,270																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160	20:00	1087	12	31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																				
30.01.	8:00	563	12	8,29	7,89	5	101,160																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090	20:00	1087	12	01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																															
31.01.	8:00	563	12	8,33	7,93	5	109,090																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060	20:00	1087	12	02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																										
01.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	117,060																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000	20:00	1087	12	03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																					
02.02.	8:00	563	12	8,04	7,94	1	125,000																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030	20:00	1087	12	04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																
03.02.	8:00	563	12	8,03	8,03	0	133,030																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160	20:00	1087	12	05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																											
04.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	141,160																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250	20:00	1087	12	06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																						
05.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	149,250																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370	20:00	1087	12	07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																	
06.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	157,370																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490	20:00	1087	12	08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																												
07.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	165,490																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450	20:00	1087	12	09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																																							
08.02.	8:00	563	12	7,96	7,96	0	173,450																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570	20:00	1087	12	10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																																																		
09.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	181,570																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660	20:00	1087	12	11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																																																													
10.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	189,660																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770	20:00	1087	12	12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																																																																								
11.02.	8:00	563	12	8,11	8,11	0	197,770																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910	20:00	1087	12	13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																																																																																			
12.02.	8:00	563	12	8,14	8,14	0	205,910																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12					13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																																																																																														
13.02.	8:00	563	12	8,13	8,13	0	214,040																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	20:00	1087	12																																																																																																																																																																																																																																																																																													

Продолжение таблицы 3.2

14.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	222,130
	20:00	1087	12				
15.02.	8:00	563	12	8,21	8,21	0	230,340
	20:00	1087	12				
16.02.	8:00	563	12	8,29	8,29	0	238,630
	20:00	1087	12				
17.02.	8:00	563	12	8,2	8,2	0	246,830
	20:00	1087	12				
18.02.	8:00	563	12	8,06	7,96	1	254,790
	20:00	1087	12				
19.02.	8:00	563	12	8,02	8,02	0	262,810
	20:00	1087	12				
20.02.	8:00	563	12	8,12	8,12	0	270,930
	20:00	1087	12				
21.02.	8:00	563	12	8,09	8,09	0	279,020
	20:00	1087	12				
22.02.	8:00	563	12	8,12	7,92	2	286,940
	20:00	1087	12				
23.02.	8:00	563	12	8,07	7,97	1	294,910
	20:00	1087	12				
24.02.	8:00	563	12	7,91	7,91	0	302,820
	20:00	1087	12				
25.02.	8:00	563	12	8,27	7,87	5	310,690
	20:00	1087	12				
26.02.	8:00	563	12	8,04	7,64	5	318,330
	20:00	1087	12				
27.02.	8:00	563	12	7,3	6,8	7	325,130
	20:00	1087	12				
28.02.	8:00	563	12	7,4	6,9	7	332,030
	20:00	1087	12				
01.03.	8:00	563	12	6,6	5,9	10	337,930
	20:00	1087	12				
02.03.	8:00	563	12	6,6	5,9	10	343,830
	20:00	1087	12				
03.03.	8:00	563	12	6,82	6,32	8	350,150
	20:00	1087	12				

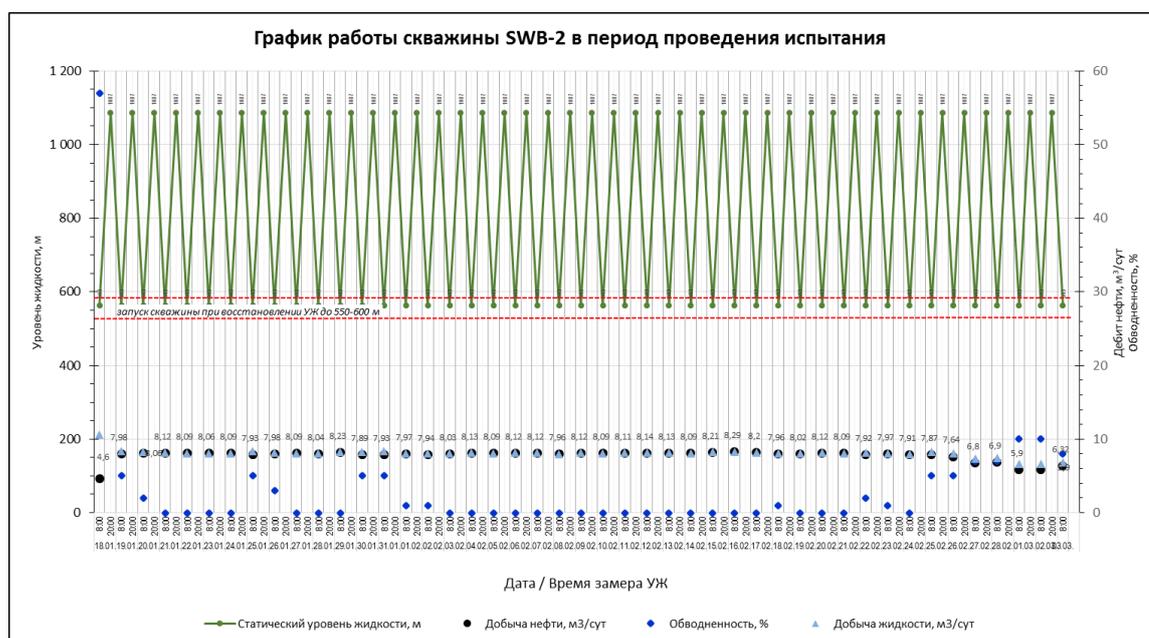


Рисунок 3.3 – График работы скважины SWB-2 в период проведения испытания

### **Результаты гидродинамических исследований**

С целью оценки определения ФЭС пластов-коллекторов в скважине SWB-2 месторождения Каракан было проведено 1 гидродинамическое исследование методом КВУ и 1 исследование методом записи статического давления на забое (SBHP). Результаты гидродинамических исследований представлены в таблице 3.3.

Цель гидродинамических исследований скважины – определение фильтрационных характеристик пласта, оценка текущего пластового давления и состояния призабойной зоны коллектора (скин-фактор).

Интерпретация КВУ выполнена в специализированном программном продукте «Saphir NL».

По результатам гидродинамических исследований методом КВУ принята для интерпретации модель строения пласта – однородный пласт с радиальным течением флюида в неограниченном пласте. Скин-фактор имеет положительное значение 20, что однозначно не обусловлено ухудшенным состоянием призабойной зоны скважины, но также отражает влияние недоосвоенности скважины.

Также в скважине выполнены исследования методом записи статического давления на забое (SBHP) с регистрацией статического давления и температуры вверх по стволу скважины, начиная от зоны перфорации, с установкой манометра на глубине 1245 м, до устья скважины.

**Таблица 3.3 – Результаты гидродинамических исследований**

№№ п/п	1	2
№ скв.	<b>SWB-2</b>	
Объект (горизонт)	<b>J-0-2</b>	
Вид исследований	<b>SBHP*</b>	<b>КВУ</b>
Дата исследования	18.03.2024	23-31.05.24
Интервал исследования, м	1241,7-1247	1241,7-1247
Глубина спуска прибора, м	1245	1222,64
Пластовая температура, оС	49	48,26
Пластовое давление, МПа	-	12,5
Забойное давление, МПа	3,15	-
Проницаемость, мД	-	3,02
Гидропроводность, мД.м/мПа.с	-	8,946
К прод., [м <sup>3</sup> /Д]/кг/см <sup>2</sup>	-	0,02
Скин-фактор	-	20

\* исследование методом записи статического давления на забое

### **3.4 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин**

В 2022 г. ТОО «Geoscience Consulting» был разработан «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Коныс, согласно контракта № 5028-УВС от 28.02.2022 г., (далее ПРР-2022 г.)», согласованный ЦКРР МЭ РК (Протокол № 30/3 от 18.08.2022 г.). Проектом было предусмотрено проведение следующих работ:

- восстановление и испытание ранее пробуренной и ликвидированной разведочной скважины SWB-1R;
- переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д;
- бурение одной независимой поисковой скважины SWB-2 глубиной 1400 м.

На основании данного Проекта разведочных работ, являющегося базовым проектным документом, недропользователем выполнены в полном объеме работы, предусмотренные Контрактом.

На контрактной территории за весь период разведки была пробурена 1 скважина SWB-2 (в пределах месторождения Каракан) и была восстановлена/выводилась из расконсервации ранее пробуренная скважина SWB-1R. Только одной скважиной SWB-2 была вскрыта нефтяная залежь в горизонте J-0-2.

### 3.4 – Характеристика фонда пробуренных скважин

Фонд пробуренных скважин		№.№ скважин	Всего
Оценочный фонд	В испытании		
	В консервации	SWB-1R, SWB-2	2
Ликвидированный фонд	по геологическим причинам		
	по техническим причинам		
Итого в пробуренном фонде			2

Таблица 3.5. – Техническое состояние скважин

№ № пп	Скважина	Категория скважин	Направление ствола	Сроки бурения	Глубина, м	Горизонт	Конструкция скважины									По состоянию ППЭ			
							Начало Конец	Проектная фактическая (по вертикали)	Проектный фактический	Направление			Техническая колонна				Эксплуатационная колонна		
										диаметр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента, м		диаметр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента, м
1	SWB-1R	Разведочная	Вертикальная	07.10.2005	1350	J3	33	22,	до	219	346	до	139	1344,	до	В консервации			
				16.10.2005													J3	9,7	3
2	SWB-2	Поисковая	Вертикальная	23.11.2023	1400	J3	32	33,	до	244,	349	до	177	1400	до	В консервации			
				20.12.2023													J3	3,9	2

### ***Характеристика отборов нефти, жидкости***

Данный раздел составлен на основе фактических промысловых материалов. Ниже приведены технологические показатели на дату составления отчета 01.10.2025 г.

Суточный объём добычи составил в среднем 7–8 м<sup>3</sup> нефти при минимальной обводнённости в начальный период. За период испытания скважины полученный объём нефти составил 350 м<sup>3</sup> с обводненностью 8-10 % на момент окончания периода испытания. Способ эксплуатации при испытании – ШВН (штанговый винтовой насос).

### **3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам**

При выделении эксплуатационных объектов учитывается ряд геолого-физических факторов: количество установленных залежей и характер их насыщения; положение в плане контуров газо-нефтеносности; расчлененность и гидродинамическая связанность различных частей разреза. Кроме того, на выделение объектов влияет степень изученности залежей и величины геологических запасов, содержащиеся в них.

На месторождении Каракан скважиной SWB-2 вскрыты отложения верхней юры акшабулакской свиты. По результатам поисково-разведочного бурения, детальной пластовой корреляции с привлечением данных ГИС, керна, опробования, в разрезе месторождения установлен один продуктивный горизонт J-0-2. По типу резервуара залежь относится к пластовым сводовым. Тип коллекторов – терригенный, поровый.

Ниже приводится описание продуктивного горизонта, связанных с ними нефтяных залежей, обоснование водонефтяных контактов. Контакты нефть-вода приняты по данным ГИС и результатам опробования с учетом геофизической характеристики разреза.

#### **Продуктивный горизонт J-0-2**

К вскрытому горизонту приурочена тектонически и литологически экранированная нефтегазовая залежь пластово-сводового типа. В литологическом отношении изучаемый разрез сложен терригенными породами. Продуктивность залежи доказана опробованием одного объекта в интервале 1239-1247 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи 5 м. Эффективная пористость 0,196 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности в среднем 0,435 д.ед. Площадь продуктивности 9329 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 70 м. УВНК принят на абсолютной отметке -1070,58 м. Тип залежи – пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Принимая во внимание все вышеперечисленное на месторождения Каракан выделяется один основной эксплуатационный объект:

➤ **I объект** – горизонт J-0-2**Таблица 3.6 – Исходные геолого-физические характеристики объекта пробной эксплуатации**

№№	Параметры	Объект/Горизонт
		I объект/J-0-2
1	Средняя глубина залегания, м	-1035
2	Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически экранированная
3	Тип коллектора	поровый
4	УВНК, м	-1070,58
5	Площадь нефтеносности (C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> ), тыс.м <sup>2</sup>	514/8815
6	Средняя общая толщина коллектора, м	5,5
7	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,5
8	Пористость, доли ед.	0,196
9	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,435
10	Проницаемость по керну, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	-
11	Проницаемость по ГДИС, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	3,02
12	Средний коэффициент продуктивности по нефти, м <sup>3</sup> /сут×МПа	0,02
13	Коэффициент песчаности, доли ед.	-
14	Коэффициент расчлененности, доли ед.	-
15	Пластовая температура, °С	49,3
16	Пластовое давление, МПа	5,49
17	Плотность нефти в пласт. усл., г/см <sup>3</sup>	0,769
18	Плотность нефти в пов. усл., г/см <sup>3</sup>	0,804
19	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,122
20	Давление насыщения нефти газом, МПа	3,04
21	Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	50,58
22	Коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа	0,001086
23	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-
24	Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	-
25	Начальные балансовые запасы нефти по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , тыс. т.	150/1170
26	Начальные извлекаемые запасы нефти по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , тыс. т.	45/263
27	Начальные балансовые запасы растворенного газа по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , млн.м <sup>3</sup>	8/59
28	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , млн.м <sup>3</sup>	2/13

### 3.6 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение

В рамках настоящего проекта рассматривается один вариант проведения пробной эксплуатации, включающий бурение оценочных и опережающих добывающих скважин. Эксплуатация добывающих скважин механизированным способом с поддержанием забойного давления согласно «Единым правилам...».

#### *Общая площадь участка пробной эксплуатации*

Общая площадь пробной эксплуатации определялась как сумма площадей дренажа каждой проектной скважины. При определении местоположения проектируемых скважин придерживался принципиальный подход, обеспечивающий:

- уточнение площади нефтеносности, учитывая имеющиеся сведения на момент составления отчета по пробуренным скважинам;
- работы по выбору оптимальных режимов эксплуатации залежи;
- получение полной информации о добывных возможностях скважин, уточнение коэффициентов продуктивности по ним, проведение исследований по взаимодействию добывающих скважин, в том числе расположенных в разных блоках.

### ***Расположение проектных скважин и их назначение***

Месторождение Каракан в настоящее время относится к недоразведанным. В пределах площади структуры имеются перспективные районы, не освещенные бурением и опробованием скважин.

В связи с этим для уточнения геологической модели структуры и оценки запасов углеводородов необходимо бурение оценочных скважин. Выполнение соответствующего комплекса исследовательских работ по этим скважинам позволит более достоверно оценить геологические запасы нефти, но не обеспечить получения необходимой информации для обоснования КИН и составления проектного документа на разработку месторождения. С этой целью необходимо провести специальные исследования в скважинах и осуществить пробную эксплуатацию.

Бурение опережающих добывающих скважин необходимо для доизучения строения продуктивных толщ месторождения и получения продуктивных характеристик скважин с целью определения работы залежей, технологических режимов скважин. Местоположение скважин и проектные глубины необходимо уточнять по мере бурения скважин. По каждой скважине должен быть проведен комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов.

В рамках настоящего «Проекта пробной эксплуатации...», для выяснения геологического строения и уточнения запасов нефти и растворенного газа в период пробной эксплуатации (01.07.2026–01.06.2029 гг.) рекомендуется бурение 1 опережающей добывающей скважины, а также бурение 2 оценочных скважин (независимая и зависимая). Бурение и ввод данных скважин позволит решить вопросы как доразведки, так и пробной эксплуатации залежи.

Оценочные скважины, при получении по ней промышленных притоков нефти, следует перевести в категорию добывающих. Местоположение скважин и проектные глубины необходимо корректировать по мере бурения скважин.

### **В рамках пробной эксплуатации предусматривается:**

- Расконсервация и ввод в эксплуатацию ранее пробуренной скважины **SWB-2**.

- Бурение опережающей добывающей скважины **SWB-3** в 450 м на юго-восток от скважины **SWB-2** на категории запасов  $C_1$ . Проектный горизонт и глубина – J-0-2, 1400 м. Цель заложения – изучение геологической структуры, определения добывных характеристик продуктивного горизонта J-0-2.
- Бурение независимой оценочной скважины **OC-1** в 3300 м на северо-восток от скважины **SWB-2** на категории запасов  $C_2$ . Проектный горизонт и глубина – 2500 м со вскрытием Доцанской свиты. Цель заложения – изучение геологической структуры, уточнение ВНК, оконтуривание залежи.
- Бурение зависимой оценочной скважины **OC-2** в 1300 м на юго-восток от скважины **SWB-2** на категории запасов  $C_2$ . Проектный горизонт и глубина – 2100 м со вскрытием Карагансайской свиты. Зависимая скважина предусмотрена по итогам бурения скважин **SWB-3** и **OC-1** при получении положительных результатов.

Расположение проектных и пробуренных скважин приведено в графическом приложении № 13.

В целях получения максимально возможной информации предусматривается проведение в скважинах комплекса геолого-технологических, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, а также отбор керна, проб пластовых флюидов для проведения по ним лабораторных исследований.

**Таблица 3.7 – График ввода скважин**

№	№ скважин	Целевой объект	Дата ввода	ГТМ	Категория скважин
1	SWB-2	J-0-2	01.07.2026	Ввод из консервации	опережающая добывающая
2	SWB-3	J-0-2	01.08.2026	Бурение	опережающая добывающая
3	OC-1	J <sub>1-2ds</sub>	01.07.2027	Бурение	независимая оценочная
4	OC-2	J <sub>2ks</sub>	01.06.2028	Бурение	зависимая оценочная

**Таблица 3.8 – Исходные характеристики пробной эксплуатации**

Проектные характеристики	Вариант I
Геологические запасы нефти $C_1$ , тыс.т	150
Извлекаемые запасы нефти $C_1$ , тыс.т	45
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	514
Система воздействия, режим	Без ППД
Система размещения скважин	Площадная
Фонд проектных скважин	4
из них: добывающие	2
оценочные	2
Фонд нагнетательных скважин	-
Способ эксплуатации	Механизированный
Режим работы добывающих скважин	$R_{заб} > R_{нас}$

Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	0,80
---	------

### **3.7 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации**

Прогноз технологических показателей выполнен для разработки в течение пробной эксплуатации на режиме истощения пластовой энергии. При расчете показателей были использованы данные, полученные при опробовании скважин и скважинных исследований. Также необходимо учитывать строение структуры месторождения, глубину залегания объекта.

Согласно «Единым правилам...», «Забойное давление добывающих скважин определяется, исходя из максимума общего дебита на проектную скважину, с учетом снижения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения».

Необходимо изучить энергетическое состояние залежи, что и является одной из основных задач реализации пробной эксплуатации. Авторами рекомендуется при проведении пробной эксплуатации придерживаться забойного давления не ниже давления насыщения.

По мере осуществления рекомендуемого комплекса исследований и мероприятий в рамках пробной эксплуатации будет уточнена флюидальная система месторождения, энергетическое состояние залежей, ФЕС коллекторов, что позволит определить технологический режим скважин каждого объекта.

При расчетах добычи на период пробной эксплуатации также принималось во внимание предполагаемые вскрываемые нефтенасыщенные толщины скважинами, расположение скважин по отношению к водоносному контуру. Расчет динамики добычи по годам проводился с учетом запланированного темпа ввода скважин из бурения.

Все расчетные параметры определялись исходя из фактического материала опробования скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных горизонтов. Опробование проводилось по методике «снизу-вверх».

Из-за недостаточности результатов опробований и испытаний объектов на приток крайне затруднено обоснование величины дебитов добывающих скважин, их устойчивые значения продуктивности, а также фильтрационных параметров призабойной зоны и пласта. Отсутствуют сведения о величинах депрессии, забойного и пластового давлений при опробовании скважин, не проведены режимные исследования скважин (исследование

МУО). Проведение пробной эксплуатации месторождения позволит получить достоверные промысловые данные.

#### **4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

В рамках пробной эксплуатации месторождения Каракан предусматривается осуществление на режиме истощения пластовой энергии. За проектируемый период в 3 года предусматривается ввести в эксплуатацию две опережающие добывающие скважины: с учетом ранее пробуренной одной скважины и одной новой опережающей добывающей скважины; для доразведки месторождения предусматривается бурение двух оценочных скважин.

Период пробной эксплуатации составит 3 года (01.07.2026 – 01.06.2029 гг).

Средняя проектная глубина эксплуатационных скважин составит 1400 м, общий метраж составит 2,8 тыс. м.

Основной целью бурения добывающих скважин является уточнение геологического строения месторождения, определение размеров залежей нефти и местоположение водонефтяных контактов, продуктивных характеристик пластов, а также получение исходных параметров для оценки запасов нефти по выделенным продуктивным интервалам.

Проектную опережающую добывающую скважину предусматривается заложить на категорию запасов С<sub>1</sub>. Бурение новой опережающей добывающей скважины предусматривается осуществить в 2026 г.

Проектные оценочные скважины предусматривается заложить на категорию запасов С<sub>2</sub>. Бурение оценочных скважин планируют осуществить в 2027-2028 гг.

Добыча нефти и жидкости по проектным опережающим добывающим скважинам подсчитана на основании данных, полученных при опробовании скважины SWB-2.

Основные прогнозные технологические показатели месторождения Каракан приведены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Характеристика фонда скважин в период пробной эксплуатации. Месторождение Каракан.

Годы	Ввод ОД скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала ПЭ, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд ОД скважин на конец года, ед.		Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
						всего	механизированных	нефти	жидкости
2026*	1	2	1	2,8	0	2	2	7,6	8,0
2027	0	2	0	2,8	0	2	2	6,3	6,9
2028	0	2	0	2,8	0	2	2	4,8	5,6
2029**	0	2	0	2,8	0	2	2	4,0	4,8

Таблица 4.2 – Характеристика основных технологических показателей в период пробной эксплуатации. Месторождение Каракан.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		нач-х	тек-х				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная
2026*	1,98	4,4	4,4	2,3	5,0	0,015	2,08	2,08	2,4	2,4	4,9	0,100	0,10
2027	3,68	8,2	8,6	5,9	13,2	0,040	4,05	4,05	6,4	6,4	9,1	0,184	0,28
2028	2,82	6,3	7,2	8,8	19,5	0,058	3,26	3,26	9,7	9,7	13,7	0,139	0,42
2029**	1,15	2,6	3,2	9,9	22,0	0,066	1,39	1,39	11,1	11,1	17,2	0,056	0,48

\* - расчет представлен на второе полугодие 2026 г.

\*\* - расчет представлен на первое полугодие 2029 г.

Таблица 4.3 – Прогнозные показатели добычи нефти по скважинам

№№ п/п	№№ скв.	Способ эксплуатации	Горизонт/объект	Вскрываемая прогнозная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Ожидаемая добыча нефти на 1-й год, тыс.т	Ожидаемая добыча нефти на 2025 г, тыс.т			
						I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
1	SWB-2	ШВН	J-0-2	6	0,86			0,42	0,44
2	SWB-3	ШВН	J-0-2	10	1,12			0,47	0,65
	Итого				1,98			0,89	1,09
						Ожидаемая добыча нефти на 2026 г, тыс.т			
1	SWB-2	ШВН	J-0-2	6	1,61	0,42	0,41	0,40	0,39
2	SWB-3	ШВН	J-0-2	10	2,07	0,59	0,55	0,49	0,44
	Итого				3,68	1,01	0,95	0,89	0,83
						Ожидаемая добыча нефти на 2027 г, тыс.т			
1	SWB-2	ШВН	J-0-2	6	1,43	0,37	0,36	0,35	0,34
2	SWB-3	ШВН	J-0-2	10	1,38	0,40	0,36	0,33	0,29
	Итого				2,82	0,77	0,72	0,68	0,64
						Ожидаемая добыча нефти на 2028 г, тыс.т			
1	SWB-2	ШВН	J-0-2	6	0,65	0,33	0,32		
2	SWB-3	ШВН	J-0-2	10	0,50	0,26	0,24		
	Итого				1,15	0,59	0,56		

Таблица 4.4 – Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам

Годы и периоды	№№ скв.	Дата ввода скважины в пробную эксплуатацию	Категория скважин	Среднегодовой дебит скважины		Добыча нефти тыс.т		Отбор удельных извлекаемых запасов нефти	Добыча жидкости, тыс. т.		Обводненность продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	
				нефти, т/сут	жидкости, т/сут	годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	SWB-2	01.07.2026	опережающая добывающая	6,0	6,3	0,86	1,14	7,0	0,90	1,19	4,0	0,043	0,04
2027				5,5	5,8	1,61	2,75	16,8	1,70	2,90	5,3	0,081	0,12
2028				4,9	5,2	1,43	4,19	25,5	1,53	4,43	6,6	0,071	0,19
2029				4,5	4,8	0,65	4,84	29,5	0,70	5,13	7,5	0,032	0,23
2026	SWB-3	01.08.2026	опережающая добывающая	9,5	10,0	1,12	1,1	3,9	1,18	1,18	5,6	0,056	0,06
2027				7,1	8,0	2,07	3,2	11,2	2,35	3,53	11,8	0,104	0,16
2028				4,7	5,9	1,38	4,6	16,0	1,73	5,26	20,0	0,068	0,23
2029				3,5	4,7	0,50	5,1	17,7	0,69	5,95	27,1	0,025	0,25

## **5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ**

### **5.1 Цели и направления исследовательских работ**

В процессе пробной эксплуатации месторождения, изучению свойств и составов нефти и нефтяного газа и контролю за их изменениями должно уделяться большое внимание. Необходима информация о составе и свойствах нефти и нефтяного газа, чтобы охарактеризовать пластовые флюиды по объектам разработки. Также, необходимо осуществление соответствующего плана работ по доизучению месторождения для достоверного обоснования подсчетных параметров, для оценки запасов по промышленным категориям и получения данных для составления технологической схемы разработки.

Анализируя выполненные на месторождении геологоразведочные и промысловые работы, можно говорить о том, что остается ряд проблем, которые необходимо решить для уточнения запасов углеводородов, особенно их извлекаемой части и подготовки исходных данных для проектирования разработки.

К такому роду проблем относится:

#### **1. Уточнение геологической модели месторождения:**

- а)** уточнение зоны распространения пород-коллекторов по латерали и по вертикали; уточнение местоположения и протяженности тектонических нарушений;
- б)** выяснение гидродинамической характеристики продуктивных пластов, наличия проницаемых тектонических нарушений между блоками;
- в)** уточнение положения ВНК.

#### **2. Уточнение критериев выделения коллекторов и их петрофизических характеристик:**

**а)** для проведения интерпретации материалов ГИС по современной методике необходимо дополнить петрофизическую базу новыми данными лабораторных исследований керна в продуктивной части и изучения следующих параметров:

- открытой и полной пористости;
- объемной и минералогической плотности;
- водонасыщенности;
- гранулометрического состава;
- карбонатности;
- абсолютной проницаемости;
- удельного электрического сопротивления;
- параметра пористости;

- параметра насыщенности;

**б)** остаются ряд не исследованных областей, которые требуют дополнительных:

- изучения пластовой воды на хим. состав и водо-обильность;
- анализ проб нефти в глубинных и поверхностных отборах;
- изучения граничных значений по пористости и проницаемости.

Решение данных проблем может быть осуществлено в рамках проекта пробной эксплуатации продуктивных горизонтов с конкретной программой проведения промысловых и исследовательских работ в проектируемых и пробуренных скважинах.

Проект пробной эксплуатации предусматривает 3 основных этапа работ.

**Первый этап** – это уточнение геологической модели резервуара.

**Второй этап** – это проведение промысловых работ в скважинах для обоснования гидродинамических, подсчетных параметров и ВНК.

**Третий этап** – это проведение лабораторно-исследовательских работ на керновом материале и исследование пластовых флюидов.

Ниже следует подробное описание перечисленных задач, которое приводится в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ в период пробной эксплуатации

Задачи	Виды работ
<b>I этап – Обоснование геологической модели резервуара</b>	
1. Уточнение/изучение геологической модели месторождения	Сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки
	Выделение внутри горизонтов, разобщенных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов
	Изучение природы границ продуктивных пластов
	Обоснование модели залежи
2. Стратиграфия	Проведение на керновом материале исследования на петрофизические свойства
3. Обоснование ВНК	Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов
<b>II этап – Проведения промысловых исследований в скважинах</b>	
4. Определение добывных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах	Индивидуальный план испытания в скважинах
5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности	Метод установившихся отборов (МУО)
	Снятие кривых восстановления давления (КВД)
<b>III этап – Лабораторные и экспериментальные исследования</b>	
6. Определение типа коллектора	Определение граничного значения «коллектор-неколлектор»
	Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_p = \frac{1}{K_p}$ , $\Delta T = \frac{1}{K_p}$ .
7. Нефтенасыщенность	Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_n = \frac{1}{K_v}$ .
8. Проницаемость	Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне.
9. Изучение пластового флюида	Проведение исследований пластовых свойств нефти, газа и воды.
	Проведение исследования на изучение товарных свойств нефти.

На основе выполнения перечисленных задач, поставленных программой, будут обоснованы подсчетные параметры, подготовлены запасы нефти к защите в ГКЗ РК и получены исходные данные для составления проектного документа на разработку месторождения.

Контроль за разработкой эксплуатационных объектов и комплекс промысловых исследований осуществляются в целях оценки эффективности принятой системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Комплекс исследовательских работ по пробной эксплуатации включает в себя промыслово-геофизические исследования скважин, физико-химические исследования нефти и газа, гидродинамические исследования, контроль выработки запасов путем учета продукции добывающих скважин, определение остаточной нефтенасыщенности пласта в зонах дренирования, контроль эксплуатационных характеристик и энергетического состояния залежей, определение пластового давления по вскрытому разрезу, определение забойных давлений.

В обязательный комплекс промысловых исследований входят:

- замеры пластового и забойного давлений по объекту в целом и по отдельным пластам глубинными манометрами и другими способами;
- замеры дебитов нефти, газа, жидкости скважин на поверхности индивидуальными или передвижными замерными установками, включающими трап и мерную емкость, или на сборном пункте с помощью автоматической групповой установки;
- замеры дебитов отдельных пластов в скважинах, эксплуатирующих два объекта, приборами глубинной потокометрии (дебитомерами);
- замеры промыслового газового фактора;
- определение обводненности продукции скважин по пробам жидкости, отобранным на выкидных линиях;
- гидродинамические исследования добывающих скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- промыслово-геофизические исследования по определению начальной и текущей нефтегазоводонасыщенности пластов и технического состояния скважин;
- отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

Кроме названного перечня систематических измерений, намечаются и реализуются по отдельным планам специальные исследования по оценке работы пластов закачкой

меченого вещества, изучение возможности выпадения парафина в пласте, наблюдение за сульфат-редукцией, гидропрослушивание и так далее.

Ввод в эксплуатацию скважин, не подготовленных для индивидуального выполнения в них названного комплекса промысловых исследований, не разрешается.

Контроль за разработкой объектов выполняется по ежемесячному плану, составляемому недропользователем, силами нефтегазодобывающих управлений или по их заказу специализированными организациями.

Особенности комплекса измерений, их объемы и периодичность обязательно обосновываются с учетом их геолого-физических условий и рекомендованной системы разработки и на разных стадиях разработки устанавливаются индивидуально по каждому эксплуатационному объекту.

Комплекс исследований по контролю за разработкой эксплуатационных объектов предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров.

В обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти;
- замеры пластового и забойного давлений;
- замеры промыслового газового фактора;
- определение обводненности продукции скважин.

## **5.2 Программа испытания и контроля за пробной эксплуатацией**

### ***Комплекс физико-химических исследований нефти и газа***

Целью исследований нефти и нефтяного газа является получение данных об их свойствах и составе, которые в пределах эксплуатационных объектов месторождений, как правило, непостоянны.

Нефтяные системы в залежах находятся в термодинамическом неравновесном состоянии, причем колебания их свойств в пределах залежей могут быть весьма значительны по величине и разнообразны по характеру.

При физико-химических исследованиях определяются:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;

- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, пластовой воды, содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода) 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 регламентируются 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.

Если режим растворенного газа имеет место только в призабойной зоне и не выходит за пределы депрессионной воронки, для отбора представительной пробы необходимо изменить режим работы скважины таким образом, чтобы забойное давление превышало давление насыщения, предварительно извлечь из призабойной зоны частично дегазированную нефть. Для этого необходимо согласно рекомендациям, ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

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 трех суток на минимальном режиме;
- остановка скважины на восстановление пластового давления;
- замер пластового давления и пластовой температуры;
- пуск скважины на минимальном режиме;
- отбор трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или полный) и методика расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

Число исследованных скважин по расширенному комплексу должно быть не менее 10 % отобранных проб, а по полному – не менее 5 %.

На месторождении для получения исчерпывающих данных по свойствам и составу пластовой нефти рекомендуется произвести отбор не менее трех глубинных проб по каждой скважине для определения полного комплекса 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.

### ***О технологии отбора глубинных проб***

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти с соблюдением правил и требований подготовки скважины к отбору глубинных проб пластового флюида.

Исследования проб пластовой нефти выполняются в соответствии с ОСТом 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти». Они предусматривают определение широкого перечня параметров в том числе – давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости, плотности, составов выделившегося газа и

дегазированной нефти, зависимостей основных параметров пластовой нефти от давления и др.

Отбор и исследование пластовых проб нефти рекомендуется выполнять по всем скважинам, выходящим из консервации и бурения.

График отбора глубинных проб из нефтяных скважин должен быть составлен геолого-промысловой службой предприятия с учетом плана ввода скважин в эксплуатацию (из консервации или бурения).

В соответствии с порядком ввода скважин в пробную эксплуатацию на месторождении предусматривается отбор и исследования глубинной пробы нефти.

Кроме того, с целью контроля за изменениями свойств пластовой нефти в процессе эксплуатации месторождения на естественном режиме, рекомендуется повторить отбор нефти из скважин.

Устьевые пробы нефти с целью определения основных свойств дегазированной нефти (плотности, вязкости, фракционного состава и др.) рекомендуется отбирать не менее одного раза в год из всех эксплуатационных скважин.

Замеры пластового давления рекомендуется выполнять не менее одного раза в квартал.

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, должны выполняться раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры выполняются ежеквартально или ежемесячно.

Замеры забойного давления (динамического уровня) в действующих добывающих и нагнетательных скважинах контролируются не реже одного раза в квартал.

Замеры дебитов в малодебитных (до 5 т/сут) скважинах выполняются один раз в 15 дней, в средне- и высокодебитных скважинах - один раз в 7 дней.

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему эксплуатационному фонду с периодичностью не менее одного раза в месяц.

Все эти вышеперечисленные измерения проводятся одновременно по каждой новой скважине, а также до и после осуществления какого-либо ГТМ, а в последующем - с уже указанной периодичностью.

### **Комплекс гидродинамических исследований**

Надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы следует предусматривать, исходя из цели пробной эксплуатации, в течение всего времени реализации проекта. В связи с этим ниже приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Необходимо изучение режима работы продуктивных горизонтов по данным длительной эксплуатации скважин.

Расход естественной пластовой энергии на единицу добытой нефти является важнейшим критерием рациональности разработки залежи, который контролируется следующими характеристиками:

- снижение пластового давления на единицу добычи нефти;
- динамика газового фактора;
- изменение профиля притока нефти.

Поэтому необходимо осуществлять контроль за изменением давления на забое скважин и в пласте, температуры и газового фактора при длительной работе скважин на постоянном штуцере; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Необходимо изучить дебитные характеристики скважин, которое заключается в определении характера устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Для оценки устойчивости коллекторов рекомендуется осуществление контроля за выносом мех. примесей. Для оценки текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном штуцере проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов. Таким образом, появляется возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

Из выше отмеченного вытекает, что необходимо реализовать следующую программу исследовательских работ в скважинах продуктивных горизонтов. Перед пуском в работу пробуренных добывающих скважин в них проводятся режимные исследования (диаметр штуцера  $\Rightarrow$  3мм  $\Rightarrow$  5мм  $\Rightarrow$  7мм  $\Rightarrow$  9мм  $\Rightarrow$  11мм), с целью определения продуктивной характеристики и соответствия ее расчетным данным. В конце режимных исследований скважины останавливаются для снятия кривой восстановления давления.

Материалы по длительной эксплуатации скважины на постоянных штуцерах и кратковременных режимных исследований обобщаются на предмет обоснования оптимальных для этих скважин режимов эксплуатации. Далее скважины вводятся в эксплуатацию на оптимальных режимах, установленных в процессе исследования.

При обнаружении аномалий в продуктивности скважин в период длительной эксплуатации на постоянных штуцерах, при резком росте газового фактора, появлении воды в продукции скважин, последние в обязательном порядке останавливают (без глушения). Выполняется комплекс необходимых исследований. Анализируются причины аномалий и принимаются решения о дальнейшей пробной эксплуатации.

По окончании бурения планируемых опережающих добывающих скважин и получения промышленного притока нефти в них проводится аналогичный комплекс гидродинамических исследований.

О технологии исследования методом установившихся отборов.

При исследовании необходимо на нескольких режимах работы скважин измерить ее дебит и забойное давление, а также измерить пластовое давление в остановленной скважине. Продолжительность установления давления на режиме уточняется в процессе исследований и составляет обычно 2-5 суток. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор (при фильтрации в пласте газированной жидкости) и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание песка. На основании данных исследования строится индикаторная диаграмма (зависимость дебит - депрессия на забое).

О технологии исследования методом восстановления давления.

В процессе исследования регистрируется забойное давление скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (не менее 30 мин) и изменение забойного давления после остановки скважины. Период регистрации давления после остановки скважины устанавливается опытным путем и обычно составляет от 2 до 10 часов. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин с помощью глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление одновременно с регистрацией КВД на забое, регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены с возможно большой точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Таблица 5.2 – Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации

№№	Виды исследований	Периодичность
1	Замер дебитов нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давления.	При опробовании - не менее трех на каждом режиме. При пробной эксплуатации – 1 раз в день
2	Определение обводненности продукции.	1 раз в день
3	Определение газового фактора	1 раз в день
4	Определение пластового давления	Разовые исследование во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
	по переходящим	1 раз в 3 месяца
5	Определение забойного давления (статический, динамический уровни) и пластовой температуры	1 раз 3 месяца
6	Исследование МУО (не менее чем на 3 режимах) с построением индикаторных диаграмм и определением коэф-та продуктивности и оценкой величины гидропроводности.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и в дальнейшем по мере необходимости
7	Исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности и количественной оценкой коэф-та продуктивности, приведенного радиуса скв. и коэф-та гидродинамического совершенства скважин.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и в дальнейшем по мере необходимости
8	Исследование профиля притока, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией (комплекс ПГИ)	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
	по переходящим	Не реже 1 раза в год. При любых изменениях работы скважины (прод-ть, состав флюида, СКО и пр.)
9	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Глубинные пробы – по новым скважинам согласно табл. 5.1.2; в процессе пробной эксплуатации – один раз в год. Поверхностные пробы – раз в полгода.
10	Отбор проб и химический анализ пластовой воды.	При наличии воды в продукции доб. скважины - 1 раз в квартал.
11	Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности	При ГТМ и капремонте или 1 раз в год.

## **6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Целью данного раздела является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации месторождения Каракан и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

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

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- ✓ обеспечение проектных дебитов скважин;
- ✓ максимальная возможность работы;
- ✓ минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- ✓ минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

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

Пробную эксплуатацию месторождения Каракан планируется провести в период с июля 2026 г. по июнь 2029 г.

Ожидается, что все вводимые скважины в период пробной эксплуатации будут эксплуатироваться механизированным способом.

В пробную эксплуатацию будут введены: существующая поисковая скважина SWB-2, также согласно прогнозным показателям (раздел 4) в рамках данного проекта предусмотрено бурение и ввод в пробную эксплуатацию одной проектной опережающей добывающей скважины SWB-3. Обе скважины введутся в эксплуатацию постепенно, начиная с июля 2026 г. – SWB-2 по август 2026 г. – SWB-3.

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, то есть, без системы поддержания пластового давления (ППД).

Проектные показатели эксплуатации скважин по способам эксплуатации, в соответствии с рекомендациями «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности

залежей)» (утвержденные приказом И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018 г. № 329), представлены в таблице 6.1.1.

**Таблица 6.1 – Показатели эксплуатации скважин**

Годы	Скважина	Способ эксп-ции	Дебит по жидкости м <sup>3</sup> /сут.			Средняя обводненность, %
			Мин-ый	Средний	Макс-ый	
2026	SWB-2	Мех.	6,1	6,3	6,5	4,0%
2027			5,5	5,8	6,1	5,3%
2028			4,9	5,2	5,5	6,6%
2029			4,7	4,8	4,9	7,5%
2026	SWB-3	Мех.	9,5	10,0	10,8	5,6%
2027			6,9	8,0	9,3	12,0%
2028			5,1	5,9	6,8	20,2%
2029			4,5	4,7	5,0	27,2%

Выбор способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования проведен исходя из геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов, физико-химических свойств пластового флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля за разработкой и эксплуатацией месторождения Каракан, основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважины, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

#### **Требования к устьевому и внутрискважинному оборудованию**

##### **Устьевое оборудование**

Фактически, на дату составления данного проекта 01.07.2026 г. на месторождении Каракан устье существующей поисковой скважины SWB-2 оборудовано колонной головкой ОКК1-21-178x245x324 ОТТМ и фонтанной арматурой УК АФК1-65x210 по ГОСТ 13846-89, что соответствует условиям эксплуатации скважин.

А также, исходя из условий эксплуатации скважин предлагаемого варианта проекта можно подобрать другие устья скважин, соответствующие ей по классификации АНИ, крестового типа на рабочее давление 35 МПа (5000 psi), с проходным диаметром стволовой части ёлки – 80 мм и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с ручным и автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления запорными устройствами (задвижками). Ствол фонтанной ёлки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, автоматического управления. Боковые выкиды арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемыми дросселями) для частой и

быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией. Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели местного управления с энергосвязью для передачи сигналов на контрольно-измерительный пункт (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах и остановки в аварийных ситуациях. Панели оборудуются также пневмогидравлическим контуром для управления скважинным клапаном-отсекателем;
- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях.

#### Внутрискважинное оборудование

Для осуществления проектных решений, в качестве подземного оборудования предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм, и рекомендуется установка пакера.

Выбор одноступенчатых компоновок лифтовых колонн, их размеры и глубина спуска основаны на том, что они обеспечивают:

- ✓ максимальную отдачу скважины;
- ✓ установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- ✓ проведение необходимых геофизических исследований;
- ✓ допуск на коррозию в размере, примерно 20 % от толщины стенки (около 1 мм);
- ✓ достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы скважины.

Выбор типа пакера связан с конструкцией скважины, компоновкой и глубиной спуска подъёмного лифта, а также с условиями его работы (необходимость проведения геофизических исследований и других технологических операций). В этих условиях, наиболее надёжным является трубный, механический, съёмный пакер. Преимущество такого пакера в том, что для его установки не требуется высокое давление по сравнению с гидравлическим, и не требуется разбуривание пакера при необходимости проведения технологических операций, в сравнении со стационарным. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществлять отсоединение (или соединение) колонны подъёмных труб в скважине от пакера. Надпакерное кольцевое пространство, в целях защиты внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной НКТ, заполняется жидкостью (например, на основе  $\text{CaCl}_2$ ), обработанной

ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером располагается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) до интервала перфорации обоснована тем, что при спуске над интервалом (на разную величину) возможна потеря дебита, поскольку увеличивается на этом участке трение на скольжение и уменьшается скорость потока, а также обеспечивается более полный вынос воды с забоя скважин при минимальных скоростях потока (при низких дебитах). А при спуске НКТ, перекрывая интервал перфорации, увеличивается возможность повреждения башмака колонны за счёт прямого воздействия поступающего из пласта флюида (за счёт эрозии скоростного потока). Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и при спуске НКТ до перфорации не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забое.

### **Механизированный способ эксплуатации**

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

### ***Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ)***

Область эффективного применения стандартных поршневых насосов при добыче традиционной нефти ограничивается в основном производительностью насосов и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии, они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважин.

### **Типы штанговых насосов**

1) **Невставные**. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Плунжер опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.

2) **Вставные**. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах.

У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, к которым относятся:

- простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки;
- механизация процесса откачки и простота в обслуживании установки;
- обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;
- установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

#### Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводненность – до 99 %;
- Температура – до 130 °С;
- Работа при содержании механических примесей – до 1,3 г/л;
- Содержание свободного газа на приеме насоса – до 20 % от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/л;
- Показатели pH – от 4 до 8.

#### **Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)**

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали, и винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия (КПД) насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера

(каждый «подъем» или один полный оборот ротора) может создать давление приблизительно 350 кПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса: он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а еще достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя. С учетом проведения возможных работ по термической обработке скважин с применением пара эластомеры винтовых насосов должны подбираться исходя из возможного высокотемпературного воздействия.

Обычно роторы покрыты хромом с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

В процессе всего периода пробной эксплуатации на месторождения Каракан вся информация по эксплуатации винтовых насосов должна тщательно сохраняться (например, срок службы, причины смены, снижение эффективности работы) для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

- использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующегося при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов.
- использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов.
- использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент

полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.

Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами-изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к повреждению эластомера и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

- Коэффициент полезного действия насоса. Это – функция скорости утечки жидкости между полостями, а также это – функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на, пожалуй, 10-20 мкм.

- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, который ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает (> 0,1 %) для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. В общем, общей практикой является проведение анализа выбора насоса, основываясь на ожидаемых объемах дебитов, затем выбор насоса большей производительности (например, обычно выбирается насос с производительностью 32 м<sup>3</sup>/100 оборотов в минуту/сутки, если по анализу рекомендуется, что насос с производительностью 25 м<sup>3</sup>/100 оборотов в минуту/сутки «как раз подходит»).

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса поступающего из пласта песка.

В последнее время на рынке услуг по нефтяному оборудованию, ВШНУ

представлены многими фирмами, без принципиальных различий и отличающиеся в основном стоимостью установок.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

Фактически, на месторождении Каракан, в период проведения испытания поисковой скважины SWB-2 использовалась винтовая штанговая насосная установка WF 15-1400, что соответствует условиям эксплуатации скважин.

### *Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН)*

#### Устьевое оборудование

Устье скважин электроцентробежных установок рекомендуется оборудовать станцией управления и трансформатором, которые обеспечивают изменение скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

#### Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;
- роторный газосепаратор, способный отделять до 90 % свободного газа до поступления жидкости в насос;
- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;
- погружной электродвигатель (ПЭД).

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей, в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

Способ эксплуатации скважин УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 до 1500 м<sup>3</sup>/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин

пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ШГН имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

Скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки ЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий, может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод попутного газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.

Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управлением электронасосом.

Одним из несомненных преимуществ ЭЦН является постоянный замер забойного давления и температуры.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- ✓ размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие

требования к надежности гидрозащиты;

- ✓ наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;
- ✓ ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- ✓ сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- ✓ высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

### ***Плунжерный лифт (УПЛ)***

Устье скважин установок с плунжерным лифтом оборудовано станцией управления и трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени.

В состав установки плунжерного лифта кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабженная устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы — верхний и нижний.

Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жесткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном.

При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещенный в нем верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи — уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъема жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Установка плунжерного лифта применяется на добывающих скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промышленной практике применяют два типа плунжерного лифта:

- с управлением циклов;
- без управления.

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

✓ Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости незначительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- ✓ Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;
- ✓ Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта с управлением циклов. В независимости от типа контроля работы получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера. Установки плунжерных лифтов с управлением циклов предназначены для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м<sup>3</sup>/сут, при газовом факторе более 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Оригинальной является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовыми фактором.

Эффективность работы плунжерного лифта зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- ✓ самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;
- ✓ плунжер типа «летающий клапан»;
- ✓ постоянного наружного диаметра;

✓ комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб.

Особенностью применения плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан», является в том, что цилиндрический корпус и шар механический не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их нецилиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения, и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятию кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб.

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

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Также, отложению парафина на стенках труб способствуют следующие факторы: шероховатость стенок труб, малые скорости движения нефти. Толщина отложений

парафина на внутренних стенках труб увеличивается от забоя к устью скважины по мере снижения температуры и дегазации нефти.

### Парафиноотложение

Нефть горизонта J-0-2 месторождения Каракан по плотности классифицируется как средняя, имеет плотность 0,804 г/см<sup>3</sup>.

На дату составления настоящего проекта отсутствует информация по содержанию в нефти серы, смолы и парафина в связи с отсутствием поверхностных проб. В рамках реализации проекта необходимо отобрать пробы нефти в поверхностных условиях для более детального изучения парафиновых отложений (при наличии).

В целом, при добыче нефти происходит неизбежное изменение термобарических условий. Нефть охлаждается, в основном, при движении ее по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой. Понижение температуры нефти до точки насыщения вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к кристаллизации парафина.

Выпадение парафиновых отложений в подъёмных трубах ведёт к уменьшению поперечного сечения, снижению буферного давления, закупориванию подъемных труб, что, соответственно, приводит к снижению дебитов скважин и их продуктивности.

На данный момент отсутствуют, какие-либо данные о парафиновых отложениях на подземном оборудовании. В связи с чем, рекомендуем в холодный период осуществлять обогрев устьевого оборудования скважин и проводить периодический мониторинг за состоянием подземного оборудования, с целью своевременного принятия мер по предотвращению парафиноотложений и соответствующих осложнений, связанных с этим.

Для борьбы с парафиноотложениями существуют несколько различных наиболее известных и активно применяемых методов, направленные как на предупреждение их образования, так и на удаление уже образовавшихся отложений: тепловые, химические и механические. Но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

При механическом способе очистки НКТ с помощью скребка от парафинообразования, как правило, необходимо производить остановку скважины.

Наиболее часто применяемыми методами для предупреждения и борьбы с парафиноотложениями без остановки скважины на месторождениях являются тепловые и химические методы.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию

химических соединений (ингибиторов), уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы.

Перспектива методов, основанных на применении химических реагентов, обусловлена возможностью решения комплексной задачи борьбы с АСПО и эффективного воздействия на призабойную зону в целях интенсификации отбора добываемой на месторождении продукции.

Широкое распространение получили химические реагенты – ингибиторы СНПХ.

Ингибитор парафиноотложений, обладая поверхностно-активными свойствами влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальто-смолопарафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

Для защиты нефтяных скважин могут быть использованы и другие химические реагенты, эффективность которых подтверждена лабораторными и опытно-промышленными испытаниями.

Дозирование ингибитора в скважину более эффективно осуществлять непрерывно посредством:

- устьевых дозировочных насосов в затрубное пространство скважины;
- глубинных дозаторов, установленных на хвостовике насоса.

*Диспергаторы* – химические реагенты, обеспечивающие образование тонкодисперсной системы, которую уносит поток нефти, что препятствует отложению кристаллов парафина на стенках труб. К ним относят соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанолиевые растворы, сульфатированный щелочной лигнин.

Использование химических реагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещают с процессами:

- ✓ разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- ✓ защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- ✓ защиты от солеотложений;
- ✓ формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

С увеличением обводненности продукции скважин возможно изменение характера процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее

плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию, а также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-парафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с АСПО.

Наряду с высокой стоимостью, существенным недостатком химического метода является сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе эксплуатации месторождения.

Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений, или необходимо вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины. В настоящее время используют технологии с применением: в качестве теплоносителя: горячей нефти или воды; острого пара; электропечей наземного и скважинного исполнения; электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), осуществляющих подогрев нефти в скважине; реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.

Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях (котельных установках передвижного типа) и подачу её в скважину способом прямой или обратной промывки. Обратная промывка более предпочтительна, так как при этом исключено образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке.

Недостатками данных методов являются их высокая энергоёмкость, электро- и пожароопасность, ненадежность и низкая эффективность применяемых технологий. А

также являются неэффективными, в случае образования парафина на больших глубинах до 1200 м. Ниже 500 м температура жидкости при промывке колонны НКТ теплоносителем выравнивается с температурой при эксплуатации скважины, в этом случае нагретая нефть остудится быстрее, не достигая глубины, где образуется парафиновая корка. Поэтому данный метод эффективнее использовать при образовании парафиновой корки близ устьевого интервала на глубине до 370 м.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО на НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

По конструкции и принципу действия скребки подразделяют на:

➤ пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные очищать АСПО только при вращении. Для этого используют штанговращатели, подвешенные к головке балансира станка-качалки. Вращение колонны штанг и, следовательно, скребков происходит только при движении вниз. Таким путем скребок срезает АСПО с поверхности НКТ;

➤ спиральные, возвратно-поступательного действия;

➤ "летающие", оснащенные ножами-крыльями, которые раскрываются при движении вверх, что обеспечивает им подъемную силу. Применяют, как правило, в искривленных скважинах.

Использование такого метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения.

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах укрепляют пластиковые скребки. Они одновременно играют роль центраторов.

К методу предотвращения АСПО следует отнести применение НКТ с внутренним покрытием из лаков, стекла и эмали. Наиболее эффективными являются НКТ с покрытием из стеклоэмали. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются. Высокая механическая, химическая и термическая стойкость труб со стеклоэмалевым покрытием открывают большие перспективы их внедрения в нефтедобывающей промышленности.

Выбор способа борьбы с АСПО должен основываться на результатах промышленного эксперимента и технико-экономической оценке апробированного метода в конкретных условиях.

### Обводненность

В процессе эксплуатации месторождения необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проведение исследования на определение места и причин обводненности. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

Ограничение притока воды к забоям добывающих скважин, является одной из важнейших проблем в системе мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений.

Как показывает опыт разработки месторождений аналогов со значительным отбором попутно-добываемой воды, как с системой, так и без системы ППД, основными причинами обводнения добываемой продукции являются:

- подтягивание подошвенных вод (конусообразование);
- прорыв воды вследствие системы ППД;
- наличие заколонных перетоков из выше-, нижележащих горизонтов, которое может быть вызвано плохим качеством цементирования или не герметичностью эксплуатационной колонны.

Правильный выбор технологии, обеспечивающий максимальную ликвидацию водопроявлений, требует проведения качественного исследования ГИС и его анализа. Поэтому перед проведением изоляционных работ необходимо провести ГИС с целью определения причин обводнения, характера поступающей жидкости и изучить весь имеющийся геолого-промысловый материал.

Для стабилизации добычи нефти и снижения темпов обводненности в сложившихся условиях наиболее перспективным является проведение изоляционных работ, путем внедрения технологий, пример которых приведен ниже. Результаты ГИС позволяют решить вопрос о выборе технологии ликвидации водопроявлений.

#### *Технология изоляции с применением кремнийорганических соединений*

В последние годы разработаны водоизолирующие материалы на основе силикатов щелочных материалов, в частности жидкого стекла ( $R_2O^*nSiO$ ) и кремнийорганических соединений (КОС) таких как материал – «Продукт-119-204».

«Продукт-119-204» представляет собой частично гидролизованные органо-алкоксилор-силаны и состоит из смеси олиго-орган-этокси-хлор-силоксанов. Температура применения находится в широком диапазоне от 0 до 200<sup>0</sup>С, что делает возможным его применение в различных горно-геологических условиях. При введении в прискважинную зону КОС они растворяются в нефти нефтенасыщенных интервалов и гидролизуются водой, содержащейся в обводнившихся интервалах. Образованный в пористой среде

полимер «лестничного типа» с очень прочной адгезией по отношению к песчаникам, породы закупоривает водонасыщенные интервалы и цементирует песок в обводнившейся зоне пласта.

С целью достижения высоких технологических и экономических показателей эффективности водоизолирующие композиции должны обладать:

- высокой фильтруемостью в пористой среде для создания изолирующего экрана большого радиуса;
- регулируемыми в широких пределах реологическими характеристиками, что обеспечит более равномерный охват воздействием неоднородных коллекторов, к тому же они должны быть гомогенными и отверждающимися по всему объему;
- низкой стоимостью и не дефицитностью материалов;
- достаточной прочностью и закупоривающей способностью для достижения технологического эффекта.

С учетом требований, предъявляемых к водоизолирующим композициям, для производства ремонтно-изоляционных работ применяется технология, основанная на создании на первом этапе: слабопроницаемого гелеобразующего состава на основе жидкого стекла ( $R_2O \cdot nSiO$ ) и хлористого кальция, и закачки на втором этапе кремнийорганических соединений («Продукт-119-204») с последующим окроплением интервала изоляции цементным составом.

Высокая успешность работ (80 %) по применению данной технологии, большая продолжительность эффекта и хороших прочностных характеристик применяемого состава подтверждаются на месторождениях Сибири.

В качестве примера изоляции при обводнении подошвенными водами и заколонными перетоками приводятся технологии по их изоляции.

*Технология изоляции при обводнении подошвенными водами.* Изоляционные работы проводятся по следующей технологии (рис. 6.2). А – работающая скважина, где ясно видно подтягивание подошвенных вод и образование конуса обводнения; Б – установка пакера и закачка композиции в обводнившийся интервал через специальные отверстия; В – докрепление обводнившегося интервала цементом, установка цементного моста. По окончании работ проведение освоения скважины и пуск ее в работу.

Для условий Юго-Восточного поднятия месторождения Аксай данная технология приемлема при условии, если в разрабатываемом нефтеносном горизонте существует непроницаемый глинистый пропласток, отделяющий обводненный нижележащий пропласток от остальной части нефтенасыщенного коллектора, как и показано на рисунке

## 6.2.

*Технология изоляции заколонных перетоков из выше-, нижележащих горизонтов.*

В случае если обводнение добываемой продукции происходит за счет поступления воды по межколонному пространству из верхнего водоносного горизонта или из обводнившегося нижележащего горизонта, или водоносного нижележащего горизонта, изоляцию проводят избирательно по результатам полученных исследований.

Если по результатам ГИС определено, что обводнение добываемой продукции происходит за счет поступления воды по межколонному пространству из нижележащего горизонта, то изоляционные работы проводятся по следующей технологии (рис. 6.3):

Г – скважина, где по данным ГИС установлены заколонные перетоки с нижележащих горизонтов;

Д – установка глухого пакера или цементного моста в интервале, где определен переток в заколонное пространство и закачка изоляционной композиции в данный интервал через специальные отверстия;

Е – докрепление данного интервала цементом.

По окончании работ проведение освоения скважины и пуск ее в работу.

Если по результатам ГИС определено, что обводнение добываемой продукции происходит за счет поступления воды по межколонному пространству из вышележащего водоносного горизонта, то изоляционные работы проводятся по следующей технологии (рис. 6.4):

Ж – скважина, где по данным ГИС установлены заколонные перетоки с вышележащего горизонта;

З – установка глухого пакера или цементного моста ниже интервала, где определен переток в заколонное пространство и закачка изоляционной композиции в данный интервал через специальные отверстия;

И – докрепление данного интервала цементом;

К – удаление глухого пакера или разбуривание цементного моста.

По окончании работ проведение освоения скважины и пуск ее в работу.

В случае если по данным ГИС заколонные перетоки присутствуют как с нижележащего, так и с вышележащего горизонтов необходимо провести РИР в купе с порядком проведения снизу вверх.

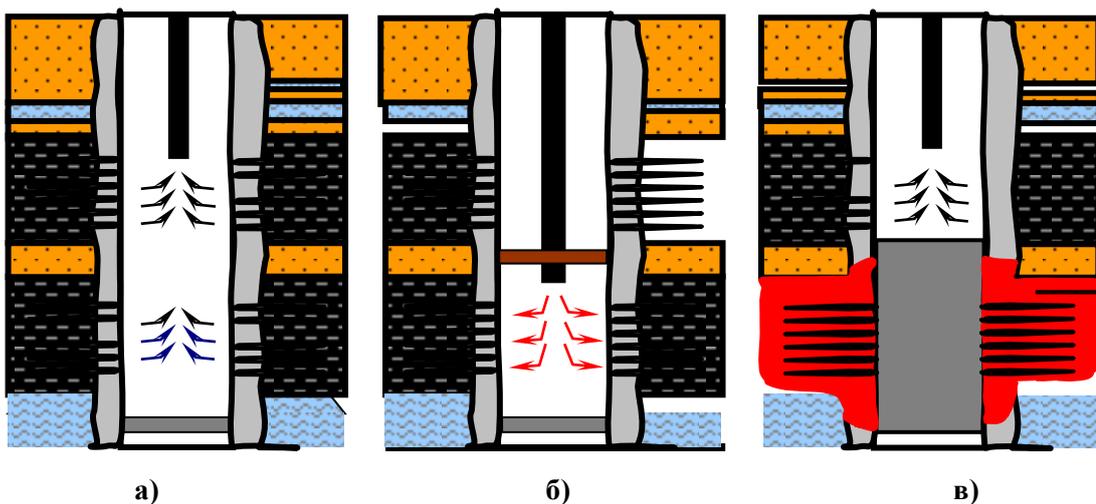


Рисунок 6.2 – Технология изоляции при обводнении подошвенными водами

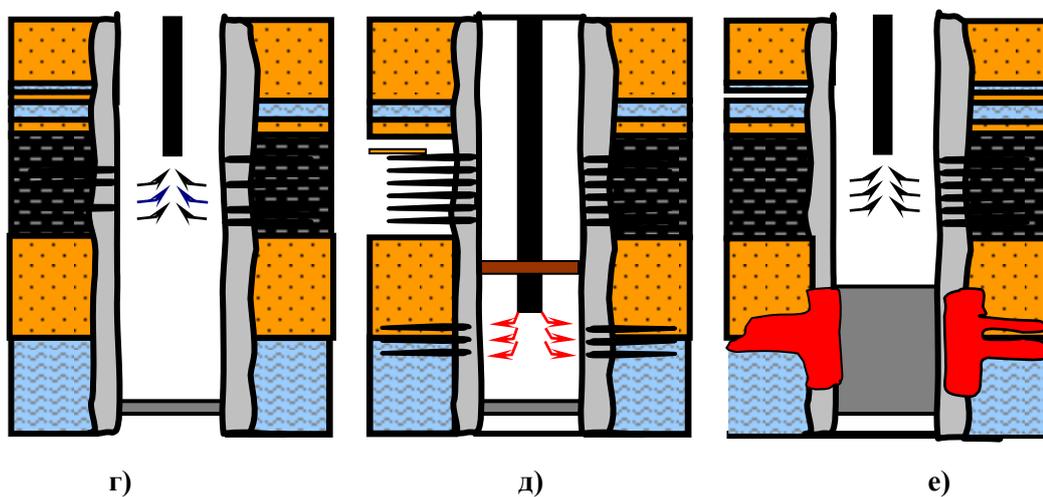


Рисунок 6.3 – Технология изоляции заколонных перетоков из выше-, нижележащих горизонтов

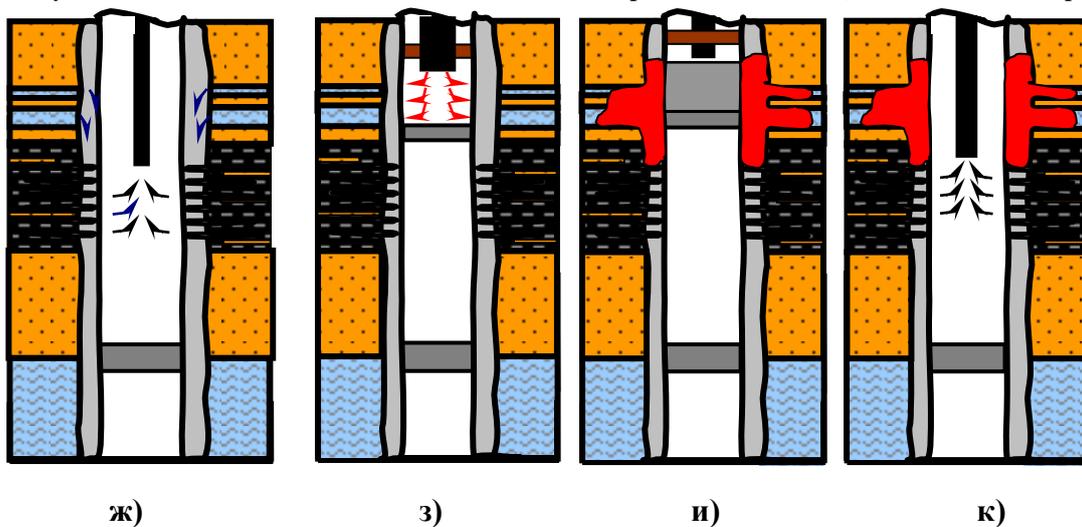


Рисунок 6.4 – Технология изоляции межколонных перетоков из вышележащих горизонтов

### **Коррозия скважинного и внутрипромыслового оборудования**

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Как показывает производственная практика эксплуатации аналогичных месторождений, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для защиты от коррозии НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предлагается периодическая или непрерывная подача водорастворимых ингибиторов коррозии типа ВЖС (Россия), а также «Виско-938» фирмы «Налко» (США) и «Бактериам-607», (СНПХ-6030, СНПХ-6035 или С-4271М) в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной удельным расходом 50-70 г/м<sup>3</sup>.

Для дозирования ингибиторов коррозии рекомендуются передвижные дозирочные насосы типа НД.

Для предотвращения коррозии наружной части обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

### **6.3 Требования и 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 промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии промыслового сбора и промышленной подготовки добываемой продукции необходимо учитывать следующие факторы:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схему расположения существующих и проектных скважин;
- технологию разработки месторождения;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- конфигурацию месторождения;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин;
- наличие соседних месторождений с развитой инфраструктурой;
- наличие источников энергоснабжения;
- наличие топливного газа в регионе.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой;
- обеспечить учет промышленной продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

В настоящее время на месторождении Каракан отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки сырого газа. Соответственно, на период проведения пробной эксплуатации сбор, замер и предварительную подготовку продукции предлагается производить индивидуально по каждой скважине.

В дальнейшем, по фактическим результатам работы скважин, с учетом потенциала месторождения, будет рассматриваться возможность дальнейшей оптимизации и усовершенствования системы сбора и транспорта продукции.

Согласно проектным решениям в рамках данного проекта, в пробную эксплуатацию будут введены: существующая поисковая скважина SWB-2 (из консервации) – с июля 2026 г., проектная опережающая добывающая скважина SWB-3 (из бурения) – август 2026 г.

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться замерным 2-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительными емкостями в количестве 2 ед. ( $V = 50 \text{ м}^3$ ) для сбора нефтяной эмульсии и факельной установкой.

В состав индивидуальной системы сбора скважинной продукции предполагается использовать по каждой скважине добывающего фонда следующее оборудование:

- Тестовый сепаратор для замера дебитов;
- Двухфазный нефтегазосепаратор НГС-16 (1 ступень сепарации);
- Накопительная емкость ( $V = 50 \text{ м}^3$ ), 2 ед. (концевая ступень сепарации);
- Факельная установка;
- Нефтеналивная площадка.

Рекомендуемая схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси по выкидному трубопроводу поступает в нефтегазовый двухфазный сепаратор 1 ступени сепарации (НГС-16), где происходит основной процесс отделения газа от нефти, нефть (либо эмульсия) затем поступает в накопительную емкость, работающую под избыточным давлением 0,05 МПа, откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Накопительная емкость должна устанавливаться на высоте обеспечивающей налив жидкости в автоцистерны самотеком. Газ, выделяющийся в процессе сепарации, сжигается на факельной установке.

Транспортировка добытой нефти осуществляется автомобильным транспортом (нефтевозами) со временных резервуаров хранения, без строительства трубопроводной инфраструктуры, с последующей передачей на переработку в ТОО «Амангельдинский газоперерабатывающий завод» для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю в рамках договорных обязательств.

От устья скважин до накопительных емкостей выкидные линии оборудованы специальными термо-кабелями для подогрева потока газожидкостной смеси.

Энергоснабжение будет осуществляться от стационарного источника электроэнергии ДЭС (дизельная электростанция) Для хранения дизельного топлива

предусмотрен резервуар. В последствии будет подведена линия электропередачи.

На рисунке 6.5 представлена принципиальная индивидуальная (по индивидуальным скважинам) технологическая схема сбора скважинной продукции на период пробной эксплуатации месторождения Каракан.

Более детальная система внутривнепромислового сбора продукции на период пробной эксплуатации месторождения Каракан будет разработана и описана в проекте по обустройству месторождения.

Схема обвязки устья скважины SWB-2 компании ТОО «Capital Resources»

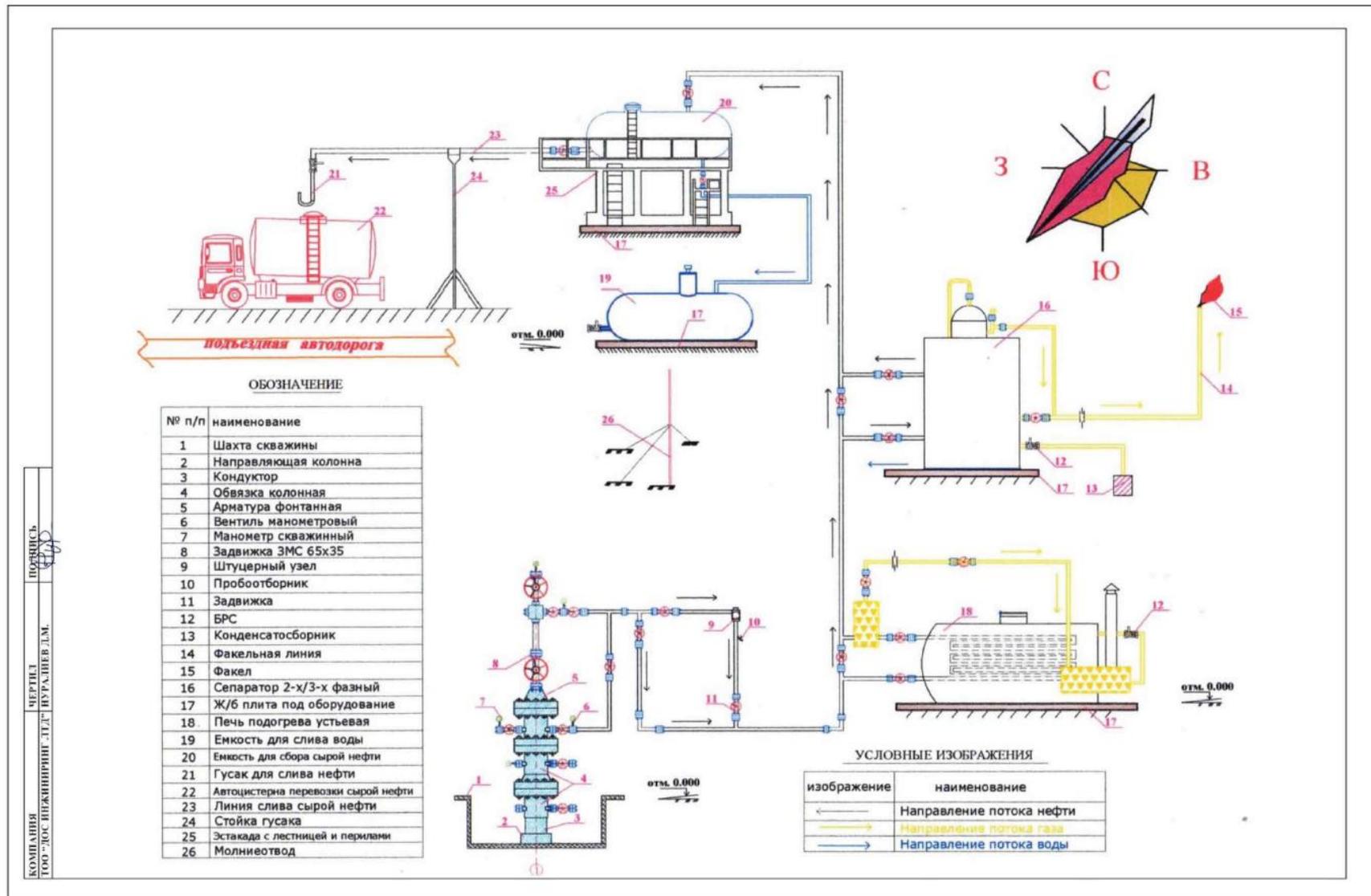


Рисунок 6.1 – Технологическая схема сбора скважинной продукции на период пробной эксплуатации месторождения Каракан

## 6.4 Программа утилизации газа

Утилизация сырого газа на период пробной эксплуатации месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки сырого газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа на проведение пробной эксплуатации, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Продолжительность пробной эксплуатации составит 3 (три) года, то есть в период с июля 2026 г. по июнь 2029 г.

Основной задачей нормирования газа является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

По мере сбора информации и по результатам пробной эксплуатации будут уточняться вопросы дальнейшего развития переработки добываемого газа.

Начало пробной эксплуатации предусматривается с июля 2026 г., вводом в эксплуатацию существующей поисковой скважины SWB-2 и проектной опережающей добывающей скважины SWB-3 в августе 2026 г.

Объем технологически неизбежного сжигания газа при ПЭ месторождения Каракан необходимо рассчитать в соответствии с действующей «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года за №164.

Согласно главе 4 данной вышеуказанной методики, а именно «Расчета нормативов и объемов сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения»:

Нормативы и объемы сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения ( $V_{IV}$ ) рассчитываются исходя из суммы нормативов и суммы объемов сжигания сырого газа по каждой действующей скважине по следующим формулам:

$$V_{IV} = Q_{\text{проб.экс.}},$$

где:

$V_{IV}$  – норматив и объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{проб.эксп.}}$  – суммарный норматив и суммарный объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м<sup>3</sup>.

$$Q_{\text{проб.эксп.}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots + Q_n,$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$  – норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины в период пробной эксплуатации месторождения, м<sup>3</sup>;

1, 2, 3, ...n – действующие скважины.

Норматив и объем сжигания сырого газа по каждой действующей нефтяной, газонефтяной, нефтегазовой, нефтегазоконденсатной и газоконденсатнонефтяной скважине при пробной эксплуатации месторождения рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{1, 2, 3, \dots, n} = D \times G_f \times T,$$

где:

$D$  – дебит скважин (объем добытой нефти за одни сутки), т/сут.;

$G_f$  – газовый фактор (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти), м<sup>3</sup>/т;

$T$  – период пробной эксплуатации (количество дней).

Фактический объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения не должен превышать нормативный объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения ( $V_{IV}$ ).

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку либо утилизацию сырого газа.

В соответствии с предложенными в данном проектом документе технологическими показателями пробной эксплуатации, отработанное время скважин с учетом коэффициента эксплуатации будет выглядеть следующим образом (таблица 6.4.1).

**Таблица 6.4.1 – Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации**

Наименование показателей	Единица измерения	Годы			
		2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<b>Прогнозное время:</b>	<b>сут</b>	<b>260,4</b>	<b>584,0</b>	<b>585,6</b>	<b>290,4</b>
<i>SWB-2</i>	<i>'''</i>	<i>142,6</i>	<i>292,0</i>	<i>292,8</i>	<i>144,8</i>
<i>SWB-3</i>	<i>'''</i>	<i>117,8</i>	<i>292,0</i>	<i>292,8</i>	<i>145,6</i>

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации, в таблице 6.4.2 представлен баланс сырого газа месторождения Каракан на период с июля 2026 г. по июнь 2029 гг. Расчетный объем сжигаемого сырого газа

определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV}=V_1-V^1_1,$$

где:

$V_{IV}$  – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн. м<sup>3</sup>;

$V_1$  – объем добытого сырого газа, млн. м<sup>3</sup>;

$V^1_1$  – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

**Таблица 6.4.2 – Баланс газа**

Годы	Добыча нефтяного газа, млн.м3	Печи подогрева нефти, млн. м3	Газ на выработку электроэнергии, млн. м3	Сжигание газа, всего, млн. м3	Утилизация газа в %
2026	0,100	0,042	0,000	0,023	65%
2027	0,184	0,113	0,011	0,019	78%
2028	0,139	0,099	0,010	0,015	89%
2029	0,056	0,044	0,005	0,006	98%

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

В рамках настоящего проектного документа закачка воды или других агентов в продуктивные пласты не предусматривается.

## 7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН

### 7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

#### *Требования к конструкциям скважин*

На месторождения Каракан в период пробной эксплуатации проектируется бурение одной проектной опережающей добывающей скважины SWB-2 и двух оценочных скважин ОС-1 и ОС-2.

Для доразведки установленных продуктивных горизонтов и перевода сосредоточенных в них запасов нефти и газа категории С<sub>2</sub> в более высокие, на месторождения Каракан проектируется бурение двух оценочных скважин ОС-1 (независимая) и ОС-2 (зависимая).

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также отвечать требованиям охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности, в том числе:

- безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;
- надежное разобщение пластов;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации в условиях применения запроектированных методов воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;
- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- выполнение условий охраны недр и окружающей природной среды за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевого пространства;
- не допускать заколонной циркуляции бурового раствора, межпластовые перетоки и образование грифонов, быть стойкой к коррозионным воздействиям;
- иметь максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины;

- позволять производство ремонтных и исследовательских работ при эксплуатации скважины;
- обеспечивать максимально возможное использование продуктивности объектов разработки за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоев;
- иметь возможность установки пакеров и другого внутрискважинного оборудования.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта бурения скважины SWB-2 на месторождения Каракан, и в соответствии с Техническим регламентом «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями», «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр», «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматривается следующая конструкция проектной вертикальной опережающей добывающей скважины SWB-3:

- **Направление**  $\varnothing$  324,0 мм спускается глубину 30 м для предотвращения размыва устья скважины. Цементируется до устья.
- **Кондуктор**  $\varnothing$  245,0 мм спускается на глубину 350 м для перекрытия неустойчивых палеогеновых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна**  $\varnothing$  178,0 мм спускается на глубину 1400 м ( $\pm$  250 м) для разобщения и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция проектной вертикальной скважины SWB-3

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка (группа прочности труб)	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	393,7	324	30	Д	0
Кондуктор	295,3	245	350	Д	0
Эксплуатационная колонна	215,9	178,0	1400 ( $\pm$ 250)*	N-80	0

**Примечание:** \* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн будут устанавливаться в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция проектной оценочной скважины ОС-1

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка (группа прочности труб)	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	558,8	426	30	Д	0
Кондуктор	393,7	324	200	Д	0
Промежуточная-эксплуатационная	295,3	245	1200	Д	0
Эксплуатационная (хвостовик)	215,9	178,0	1150-2500 ( $\pm 250$ )*	N-80	1150

**Примечание:** \* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн будут устанавливаться в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция проектной оценочной скважины ОС-2

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка (группа прочности труб)	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	558,8	426	30	Д	0
Кондуктор	393,7	324	200	Д	0
Промежуточная-эксплуатационная	295,3	245	1200	Д	0
Эксплуатационная (хвостовик)	215,9	178,0	1150-2100 ( $\pm 250$ )*	N-80	1150

**Примечание:** \* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн будут устанавливаться в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

При бурении проектных скважин рекомендуется оборудовать устье противовыбросовым оборудованием: для кондуктора – «ППГ-210-21»; для промежуточной колонны – «Hydril 13<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" x 3000 Psi» или «GF 13<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" x 3000 Psi»; для эксплуатационной колонны – «ОККИ-21-168 x 245».

При расчете эксплуатационных колонн следует учитывать максимальные внутренние давления, возникающие при производстве специальных технологических операций в процессе эксплуатации скважин.

После окончания ОЗЦ все обсадные колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования.

Данный раздел 7 «Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоению скважин» носит рекомендательный характер. Более подробно и детально окончательная конструкция скважин и производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

### ***Требования к производству буровых работ***

Исходя из рекомендуемых проектных глубин, конструкции проектных скважин, а также результатов бурения поисковой скважины SWB-2, бурение на Юго-Восточном поднятии месторождения Аксай рекомендуется производить с буровой установки

грузоподъемностью не менее 200-300 тс, типа ZJ-40 или аналогами.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора. Буровые насосы, входящие в комплект буровой установки, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим работы забойных двигателей.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, руководящему документу и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслонаполненными опорами, вид привода – дизельный.

Способы и режимы бурения скважин на месторождения Каракан выбираются исходя из геологических условий, проектной глубины, ожидаемых пластовых давлений, а также опыта ранее пробуренных скважин на данном месторождении с целью достижения проектных скоростей бурения.

Учитывая опыт бурения скважин, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

Буровые установки для бурения скважин должны отвечать следующим требованиям:

- ✓ иметь необходимую грузоподъемность для спуска самой тяжелой обсадной (бурильной) колонны и ведения аварийных работ при ликвидации прихватов;
- ✓ соответствовать стандартам и инструкциям Республики Казахстан;
- ✓ обеспечивать безопасность и эффективность ведения работ;
- ✓ обеспечивать защиту окружающей природной среды;
- ✓ иметь системы контроля над скважиной для эффективного реагирования на возможное высокое давление;
- ✓ позволять свободно размещать на устье противовыбросовое оборудование, согласно утвержденной схеме монтажа;
- ✓ иметь, как минимум, три ступени очистки бурового раствора (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель);
- ✓ иметь систему приготовления и обработки бурового раствора с закрытой системой подачи сухих химреагентов воздухом;
- ✓ содержать противовыбросовое оборудование;

- ✓ иметь другие системы жизнеобеспечения и безопасности персонала.

Окончательное решение о типе буровой установки будет приниматься на стадии проектирования строительства скважин и в зависимости от оснащенности буровыми установками бурового подрядчика.

#### ***Требования к технологии и качеству цементирования скважин***

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренной поисковой скважины SWB-2.

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

#### ***Подготовка ствола скважины:***

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

#### ***Технологическая оснастка обсадных колонн:***

- применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учетом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80%;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

#### ***Технология и способ цементирования обсадных колонн:***

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования.

#### ***Тампонажные растворы и материалы:***

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента класса «G» (ст. API-10A) с плотностью 2.6-3.2 г/см<sup>3</sup>;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям

технических проектов на строительство скважин, и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;

➤ выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости.

В соответствие с конструкцией скважин, представленной в разделе 7.1.1, цементирование скважин следует проводить по следующей схеме:

**Кондуктор Ø 245,0 мм x 350 м**

Высота подъема цемента – до устья;

Тип цемента – класс «G» по ст. API-10A;

Плотность цементного раствора – 1,9 г/см<sup>3</sup>;

Способ цементирования – прямой;

Плотность буферной жидкости – 1,0 г/см<sup>3</sup>;

Плотность продавочной жидкости (техническая вода) – 1,17 г/см<sup>3</sup>.

**Эксплуатационная колонна Ø 178,0 мм x 1400 м (± 250 м)**

Рекомендуется проводить прямое цементирование в одну ступень двумя порциями цементного раствора: облегченной и нормальной плотности.

**Первая порция (интервал 700-1400 м, ± 250 м):**

Тип цемента – класс «G» по ст. API-10A;

Плотность цементного раствора – 1,55 г/см<sup>3</sup>;

Способ цементирования – прямой;

Плотность продавочной жидкости (техническая вода) – 1,0 г/см<sup>3</sup>.

**Вторая порция (интервал 0-700 м):**

Высота подъема цемента – до устья;

Тип цемента – класс «G» по ст. API-10A;

Плотность цементного раствора – 1,9 г/см<sup>3</sup>;

Способ цементирования – прямой;

Плотность буферной жидкости – 1,0 г/см<sup>3</sup>.

Буферная жидкость: комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами.

## 7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

### *Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии*

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- осыпи стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- кавернообразование;
- грифонообразование;
- поглощение бурового раствора в продуктивной толще;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глины;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м<sup>3</sup>.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявление, сужение ствола скважины, поглощение бурового

раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

Не допускается вести бурение скважин без механизированной очистки бурового раствора.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

Вскрытие бурением продуктивных пластов производится на глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;

- ✓ создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

- ✓ принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента.

✓ обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины.

✓ наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Для равномерного расположения цемента в кольцевом пространстве на обсадных колоннах устанавливаются центрирующие фонари. Для более полного замещения бурового раствора тампонажным раствором, при цементировании обсадных колонн, рекомендуется их расхаживать по высоте или вращать.

Режим закачки должен обеспечить максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечат надежное разобщение пластов друг от друга, что в свою очередь обеспечит отсутствие пластовых перетоков.

После цементировки эксплуатационной колонны и проверки на герметичность, ствол скважины промывается до искусственного забоя. Затем снижается уровень с целью создания значительной депрессии на пласт не более 50% от расчетного пластового давления. После этого простреливается продуктивный интервал.

Исходя из опыта бурения скважины на месторождения Каракан, при проводке проектных скважин рекомендуются следующие параметры буровых растворов:

**Интервал (0-700 м):**

*Свойства бурового раствора:*

- Плотность – 1,17-1,20 г/см<sup>3</sup>;
- Условная вязкость – 55-65 с;
- Фильтрация – 5-6 см<sup>3</sup>/30 мин;
- рН – 10.

*Компонентный состав полимер-бентонитового раствора:*

- Бентонит – 15 кг/м<sup>3</sup>;
- Каустическая сода – 0,5 кг/м<sup>3</sup>;
- Бикарбонат (гидрокарбонат) – 0,6 кг/м<sup>3</sup>.

**Интервал (700-1400 м, ± 250 м):**

- Плотность – 1,12-1,15 г/см<sup>3</sup>;
- Условная вязкость – 35-40 с;
- Фильтрация – 5-6 см<sup>3</sup>/30 мин;
- К (корка) – 0,5-1,0 мм;
- рН – 10;

- Содержание песка – <1.0%.

*Компонентный состав полимер-калиевого раствора:*

- Каустическая сода – 1,5 кг/м<sup>3</sup>;
- KCL – 30 кг/м<sup>3</sup>;
- ENVIRO THIN – 15 кг/м<sup>3</sup>;
- EZ-MUD DP – 2,0 кг/м<sup>3</sup>;
- PAC R/L – 5,0 кг/м<sup>3</sup>;
- BARACARB – 20,0 кг/м<sup>3</sup>;
- BARABRINE DEFOAM – 0,5 кг/м<sup>3</sup>;
- VISCO XC 84 – 3,0 кг/м<sup>3</sup>.

**Примечание:** техническим проектом на строительство скважин допускается использование альтернативных химреагентов.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на строительство скважин и корректироваться в процессе бурения с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

### ***Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии***

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей (CaCO<sub>3</sub>, KCL, K<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), 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 загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

При первичном вскрытии происходит кольматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы закольматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагается к применению перфоратор типа – «ЗПК-АТ-М-03гр» с плотность прострела пластов 17 отверстий на 1 погонный метр или его аналоги. После подъема перфоратора спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, а в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

Освоение скважины, т.е. вызов притока, осуществляется заменой бурового раствора на техническую воду с последующим свабированием.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.

## 8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Каракан находится на ранней стадии геологического изучения и характеризуется высокой степенью неопределённости геолого-физических параметров коллекторов и физико-химических свойств пластовых флюидов. В настоящее время фонд скважин представлен двумя скважинами, при этом степень их информативности является недостаточной для достоверной оценки запасов и принятия проектных решений по разработке.

Скважина SWB-1R оказалась сухой, при её бурении геолого-промысловые исследования не проводились, что не позволяет использовать полученные данные для уточнения геологического строения и нефтегазоносности участка. Скважина SWB-2 вскрыла продуктивный интервал J-0-2 где был получен промышленный приток, что послужило основанием для открытия месторождения.

В 2025 г. на основе данных бурения двух поисково-разведочных скважин SWB-1R и SWB-2 и испытания скважины SWB-2, а также на основе данных переинтерпретации сейморазведочных данных 3D в 2023 году выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каракан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.04.2025 г.). (Протокол № 2771-25-П от 30.09.2025 г.). В результате выполненного отчета, установлены геологические, в том числе извлекаемые запасы нефти и растворённого газа по категориям C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> составляют 1320/308 тыс.т., 67/15 млн. м<sup>3</sup>.

Однако, комплекс выполненных исследований при бурении также является ограниченным. Несмотря на отбор керна, он был идентифицирован как принадлежащий непродуктивной толще и оставлен без проведения лабораторных исследований, что существенно снижает его ценность фильтрационно-ёмкостной характеристики разреза.

Существенным недостатком текущей изученности является отсутствие анализов устьевых (поверхностных) проб нефти и газа. Свойства нефти изучены лишь по одной глубинной пробе горизонта J-0-2, что не позволяет достоверно оценить вариации физико-химических свойств нефти и состава растворённого газа. Также отсутствуют данные по составу и минерализации пластовых вод.

Также присутствует неопределенность положения ВНК, так как в настоящий момент ВНК принят условно.

С учётом изложенного выше, необходимо продолжить доразведочные работы, направленные на перевод запасов углеводородов из категории C<sub>2</sub> в категорию C<sub>1</sub>, уточнения положения ВНК и получения достоверных параметров пласта.

Доразведку месторождения Каракан предлагается осуществить путём бурения двух оценочных скважин (рисунок ), в которых должен быть выполнен полный комплекс геолого-геофизических и промысловых исследований. При дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- в скважине SWB-2 предусмотреть повторное испытание J-0-2 горизонта с применением соляно-кислотной обработки и/или ГРП. В случае повторного испытания отобрать и анализировать пластовую воду,
- по результатам испытаний SWB-2 предусмотреть переинтерпретацию и испытание SWB-1,
- продолжить отбор и изучение поверхностных и глубинных проб пластовых флюидов,
- отбор керн по продуктивным горизонтам при бурении всех проектных оценочных скважин с выполнением стандартного и специального комплекса исследований,
- по нефтяным залежам в процессе опробования проводить гидродинамические исследования продуктивных горизонтов,
- проводить ГИС-контроль в целях определения текущей нефтенасыщенности пластов, интервалов заколонных притоков пластовой воды, запись профиля притока и профиля приемистости, определения технического состояния эксплуатационных колон.

Проведение указанных работ позволит существенно снизить геологическую неопределённость за счёт уточнения параметров коллекторов и свойств флюидов и создать надёжную основу для подсчёта запасов и проектирования разработки.

В рамках настоящего проекта в целях доизучения месторождения, в том числе и проведения полноценного комплекса исследовательских работ, согласно представленной программе в разделе 5, предусмотрено бурение двух оценочных скважин (независимый и зависимый) на участках залежи J-0-2, оцененных по категории C<sub>2</sub>.

Бурение независимой оценочной скважины ОС-1 в 3300 м на северо-восток от скважины SWB-2 на категории запасов C<sub>2</sub>. Проектный горизонт и глубина – 2500 м со вскрытием Доцанской свиты. Цель заложения – изучения геологической структуры, уточнение ВНК, оконтуривание залежи.

Бурение зависимой оценочной скважины ОС-2 в 1300 м на юго-восток от скважины SWB-2 на категории запасов C<sub>2</sub>. Проектный горизонт и глубина – 2100 м со вскрытием Карагансайской свиты. Зависимая скважина предусмотрена по итогам бурения скважин SWB-3 и ОС-1 при получении положительных результатов.



## **9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

В настоящей главе рассматриваются мероприятия, направленные на выполнение требований законодательства Республики Казахстан в области охраны недр и окружающей среды. Все работы по геологоразведке и разработке месторождений должны проводиться в соответствии с действующими нормами, директивами и положениями, регуливающими безопасное ведение работ. Комплекс природоохранных мероприятий включает в себя действия по охране недр, защите атмосферного воздуха, водных ресурсов, почвы, а также восстановлению природных комплексов.

Реализация проекта разработки месторождения должна соответствовать требованиям Экологического кодекса Республики Казахстан, Кодекса «О недрах и недропользовании» и других нормативных актов. Планирование природоохранных мероприятий осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Согласно требованиям действующего экологического законодательства, для пробной эксплуатации месторождения Каракан оператором объекта было инициировано проведение процедуры оценки воздействия на окружающую среду, по результатам которой уполномоченным органом в области охраны окружающей среды будет выдано соответствующее решение по реализации намечаемой деятельности оператором.

### **9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу**

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Плановые мероприятия направлены на сокращение воздействия выбросов предприятия на жилые зоны. Проектируемое предприятие будет расположено на заметном расстоянии от ближайших населенных пунктов. Ближайшим населенным пунктом является Теренозек, который находится в южном направлении на расстоянии 85 км от границ контрактной территории.

Месторождение Каракан находится на территории листа L-41-83, расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

Месторождение открыто в 2025 году. Первооткрывательницей месторождения является скважина SWB-2, где установлена нефтегазоносность отложений акшабулакской свиты верхней юры.

В орографическом отношении район работ представляет собой равнину с абсолютными отметками рельефа от 150 до 200 м.

Месторождение Каракан располагается в области развитой нефтедобывающей инфраструктуры. Действующий нефтепровод Коныс-Кумколь расположен в 25 км к северу

от месторождения. Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент в пределах 50-60 км к юго-западу от месторождения. С г. Кызылорда в направлении месторождения Кумколь до 108 км есть асфальтовая дорога. Со 108 км до месторождения Бектас по северной границе контрактной территории есть внутри промысловые дороги, принадлежащие ТОО «КАМ».

Для безаварийной разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами,

- предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
  - антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
  - обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
  - своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
  - наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
  - целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
  - при наступлении неблагоприятных метеорологических условий - осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
  - обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
  - проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
  - при нарастании неблагоприятных метеорологических условий - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
  - озеленение территорий объектов месторождения;
  - проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

### ***9.1.1 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ***

Загрязнение приземного слоя воздуха, в большей степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Главная цель заключается в предотвращении возникновения значительного загрязнения в эти периоды времени.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль. Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму работы.

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации,

связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

В соответствии с требованиями РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при НМУ» мероприятия по регулированию выбросов разрабатываются на всех предприятиях, имеющих источники выбросов вредных веществ в атмосферу.

В соответствии с РД 52.04.52-85 для предприятия разработаны планы мероприятий по снижению выбросов при наступлении НМУ на I, II режимы работы.

Мероприятия по первому режиму должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы примерно на 15-20%. Мероприятия носят организационно-технический характер.

***Мероприятия по сокращению выбросов по первому режиму включают:***

- усиление контроля за работой измерительных приборов и оборудования, в первую очередь, за режимом горения топлива в дизель-генераторах;
- контроль за точным выполнением технологического регламента;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- другие организационно-технические мероприятия, приводящие к снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

По второму режиму мероприятия по регулированию выбросов должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 20-40 %. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия первого режима, а также мероприятия, сопровождающиеся незначительным снижением производительности работ.

***Мероприятия по сокращению выбросов по второму режиму включают:***

- все организационно-технические мероприятия по I режиму НМУ;
- снижение производительности отдельных агрегатов и технологических процессов, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях

следует осуществлять полное прекращение выбросов.

*Мероприятия по третьему режиму включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режима, а также мероприятия, разработанные на базе технологических процессов, имеющих возможность снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет временной остановки работ.*

При III режиме - предусматривается полное прекращение работ (стоянка в ожидании погоды).

## **9.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов**

В процессе производственной деятельности оператора образуются сточные воды. Образующиеся на предприятии хозяйственно-бытовые сточные воды будут сбрасываться в гидроизолированный септик. Оператор объекта полностью передаёт все сточные воды специализированным организациям. Сброс сточных вод в водные объекты и на рельеф местности не предполагается.

В целях предупреждения загрязнения и истощения водных ресурсов на период пробной эксплуатации месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- освоение и эксплуатация опережающе-добывающих скважин должны проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводить специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов и завес;

- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах при наличии;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- контроль содержания нефтепродуктов, мехпримесей и других примесей в закачиваемой воде проводить по всему фонду нагнетательных скважин;
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования;
- установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием поверхностных и подземных вод.

### **9.3. Мероприятия по охране растительного и животного мира**

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением

почвенно- растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;

- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (после фильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

В целях сохранения биоразнообразия рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.
- принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми.

Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

#### **9.4. Мероприятия по охране почвенного покрова**

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные в ликвидации скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

К факторам негативного потенциального воздействия на почвенный покров при проектируемых работах относятся:

механические нарушения почвенного покрова при обустройстве основных и вспомогательных площадных сооружений;

- при прокладке подводящих и отводящих коммуникации;
- дорожная дегрессия;
- загрязнение промышленными, строительными и хозяйственно-бытовыми отходами. При передвижении строительной техники в пределах строительной полосы возможно частичное или полное уничтожение почвенного покрова.

На территории с нарушенным почвенным покровом не исключено развитие процессов ветровой и водной эрозии почв.

#### **Мероприятия по охране почв и грунтов**

Мероприятиями по охране почв и грунтов при разработке месторождении предусматриваются:

- планировка и обваловка площадок;
- рациональное использование земельного фонда;
- полная утилизация отходов, образовавшихся в процессе строительства скважин;
- регламентация передвижения транспорта; проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- установление нормативов образования и лимитов размещения отходов;
- обязательное проведение работ по рекультивации нарушенных земель.

оздоровление экологической обстановки предполагает в первую очередь проведение рекультивационных работ на поврежденном участке.

- использование современной и надежной системы сбора сточных вод;
- пылеподавление посредством орошения территории;
- устройство временных площадок для мытья колес автомобилей и строительной техники;
- оперативная ликвидация загрязнений на площадках строительства;
- освещение прожекторами рабочих мест (в темное время суток);
- оснащение временных сооружений первичными средствами пожаротушения в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности на весь период строительства;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и промышленных отходов.

Все твердые отходы складироваться в контейнеры для дальнейшей транспортировки к полигонам захоронения.

Одним из мероприятий по охране подстилающей поверхности является проведение технической рекультивации.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- очистка территории от остатков построек и оборудования (необходимо убрать
- металлические и железобетонные конструкции, строительный мусор, извлечь
- фундаменты); засыпку колодцев, погребов и котлованов;
- сбор и вывоз оборудования;
- устранение последствий утечек ГСМ - снятие загрязненных ГСМ грунтов, их
- обезвреживание и вывоз в специализированную организацию на утилизацию;
- посадка древесной и кустарниковой растительности местных пород.

### **9.5. Мероприятия по охране недр**

Основным объектом воздействия проектируемых работ на недра являются продуктивные нефтегазоносные горизонты.

Неблагоприятные изменения геологической среды в процессе проходки ствола скважины могут проявляться в виде неконтролируемых межпластовых перетоках в скважинах с негерметизированными колоннами. Поступление высокоминерализованных

вод и пластовых жидкостей из продуктивных горизонтов в водоносные комплексы может привести к их загрязнению и невозможности использования в целях питьевого и технического водоснабжения в будущем.

В связи с этим необходимо предусмотреть:

- использование промывочных жидкостей, затрудняющих поглощения, без токсичных добавок;
- надежная изоляция в пробуренных скважинах нефтеносных и водоносных горизонтах по всему вскрытому разрезу;
- надежная герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.
- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

### **9.6. Радиационная безопасность**

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

1. промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
2. загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
3. отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
4. производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
5. загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
6. технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
7. технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек

- продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
8. технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
  9. производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;
  10. в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут- 214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

Основное требование радиационной безопасности на предприятии в целях предотвращения детермированных пороговых, а также схематически беспороговых эффектов предусматривает исключение необоснованных облучений населения и производственного персонала, предотвращение превышения предельных доз радиоактивного облучения, а также снижение доз облучения до возможного низкого уровня.

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения в районе проектируемых работ могут быть:

- буровое оборудование, используемое при буровых операциях, капитальном ремонте или профилактических работах;
- возможные участки разливов пластовых вод, возникающих при аварийных ситуациях;
- емкости для хранения нефтепродуктов и др.

### **9.7. Ликвидация аварийных ситуаций**

Объекты нефтедобывающей отрасли в большинстве относятся к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду (ОС). К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относится:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры;

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации промышленных объектов на рассматриваемом месторождении являются:

- нарушение технологических процессов;

- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании
- ГСМ,
- переполнение хозяйственно-бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных 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 месторождения Каракан:

- разработать специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий.

Чтобы обеспечить корректное и безопасное выполнение работ на предприятии, необходимо наличие специализированных служб, ответственных за осуществление следующих ключевых действий:

- обеспечить ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- обеспечивать вспомогательные работы на производстве;
- трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведет

- контроль за планировочными работами;
- проводить строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
  - проводить контроль технического состояния оборудования;
  - своевременно и качественно проводить техническое обслуживание и ремонт;
  - при высоких скоростях ветра (10 м/с и более) прекращать слив и налив ГСМ;
  - предусмотреть обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
  - принимать эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
  - проводить 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;
  - предусмотреть контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.
  - проводить планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
  - использовать системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
  - предусмотреть систему автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
  - предусмотреть регулярную откачку и вывоз хозяйственно-бытовых сточных вод из гидроизолированных септиков;
  - регулировать движение автотранспорта на месторождении типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
  - безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в

соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;

- мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- рабочие и ИТР должны обеспечиваться спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком 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 по эксплуатации месторождений.

В случае аварийного разлива нефти предприятие - виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем, согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

***Меры реагирования на разливы нефти включают:***

- отбор проб и их анализ с целью определения характера, источника и распространения нефтяного разлива и/или загрязнений в прибрежной зоне;
- контроль и ликвидацию источника аварийного разлива нефти;
- контроль за распространением нефтяных разливов;
- предупреждение или локализацию нефтяного разлива путем использования физических или механических средств (собрать вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации);
- ликвидацию нефтяного разлива с помощью средств, предназначенных для проведения данных мероприятий;
- по окончании работ произвести оценку полноты проведенных работ и рекультивацию загрязненных почв.

При осуществлении мер реагирования и очистки на разливы нефти обеспечивается достижение наиболее эффективных результатов с точки зрения охраны окружающей среды.

***Мониторинг эмиссий. Виды работ по производственному экологическому контролю и объекты контроля***

Основными производственными процессами при производственной деятельности Компании являются: добыча нефти и газа на месторождении, подготовка и транспортировка нефти. До настоящего времени в компании не осуществлялся систематический производственный мониторинг. В дальнейшем планируется его внедрение, с целью контроля за соблюдением производственных параметров, предотвращения сбоев в технологических процессах, защиты окружающей среды от загрязнений и обеспечения высокого качества продукции. Мониторинг будет осуществляться силами аккредитованной лаборатории.

***Атмосферный воздух.*** В рамках исследования планируется осуществление производственного экологического контроля с целью оценки концентраций загрязняющих веществ (ЗВ) в окружающей среде. Для этого планируется провести замеры концентраций ЗВ с использованием четырех точек наблюдения: две с наветренной стороны и две с подветренной стороны объекта.

Следует производить контроль качества атмосферного воздуха на территории месторождения по следующим загрязняющим веществам: (азота диоксид, углерод оксид, серы диоксид, смесь углеводородов).

***Мониторинг водных ресурсов.*** Контроль состояния водных ресурсов представляет единую систему наблюдений и контроля за водными ресурсами при выполнении производственных работ для своевременного выявления и оценки происходящих изменений, рациональное использование водных ресурсов и смягчение воздействия на окружающую среду этой территории.

Для обеспечения экологической устойчивости производственных операций необходимо проведение систематического мониторинга качества поверхностных и подземных вод. Этот контроль направлен на выявление и анализ потенциальных загрязнений, включая тяжелые металлы, химические вещества и другие токсичные компоненты, которые могут попасть в водоемы в результате промышленных процессов.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. На период реализации намечаемой деятельности проведение мониторинга поверхностных и подземных вод не предполагается.

***Мониторинг уровня загрязнения почвы.***

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, на территории ТОО "Capital Resources" запланировано осуществление производственного мониторинга состояния почв. Порядок проведения экологического мониторинга определяется в соответствии с требованиями природоохранного законодательства, нормативно-методическими документами и прочими соответствующими регулятивными актами.

Частота проведения наблюдений за показателями загрязнения почв нефтепродуктами и тяжелыми металлами составляет один раз в квартал. Детали мониторинга представлены в соответствующих разделах Отчета о возможных воздействиях.

**Радиационный мониторинг.** Планируется проведение оценки радиационного фона на участке ведения работ. Измерение уровня гамма-излучения будет осуществляться при размещении датчика на расстоянии 0,1 от поверхности исследуемой площади.

Для каждой точки фиксации предусмотрено измерение радиационного фона продолжительностью не менее 30 секунд. Детали проведения радиационного мониторинга представлены в соответствующих разделах Отчета о возможных воздействиях.

## 10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В данном разделе приводится подробное описание параметров и допущений, использованных для расчета экономической эффективности пробной эксплуатации месторождения Каракан на основе технологических показателей пробной эксплуатации месторождения, рассчитанных в соответствующем разделе.

Экономические показатели варианта разработки определялись в строгом соответствии с проектируемыми по варианту уровнями технологических показателей.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемому варианту технико-экономических показателей.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы Республики Казахстан.

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как расходов, связанных с обычной деятельностью предприятия (эксплуатационные затраты), валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли. Все расчеты являются примерными и уточняются в ходе разработки.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах с переводом национальной валюты тенге в доллары США для упрощения дальнейших расчетов. Также принято, что на весь проектный период обменный курс Национального банка Республики Казахстан будет неизменным.

При расчете нормативов принят обменный курс, равный значению в 520 тенге/\$ США. Рыночная цена на товарную продукцию, на капитальные и эксплуатационные вложения сложившаяся в 2026 г., изменяется с учетом инфляции со ставкой 2 % в год на протяжении всего расчетного периода. в соответствии с целевым уровнем инфляции по доллару США. Период пробной эксплуатации с 01.07.2026 г. по 01.06.2029 г.

### *Экономические и финансовые допущения*

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

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть. Цена на нефть в течение всего срока разработки изменяется с учетом инфляции. Реализация

нефти на период пробной эксплуатации предполагается в размере 100 % на внутренний рынок. Технологические потери, образующие при сборе, транспортировке и хранении сырья составляют – 1 % от общего объема добытого сырья. Стоимость реализации нефти на внутренний рынок составляет 183,89 \$/тонну (в соответствии со средней ценной 1 барреля нефти на внутреннем рынке за 2025 год), цена транспортных расходов – 15,00 \$/тонна.

**Таблица 10.1 – Экономические допущения по стоимости продукции и транспортировки сырья**

№ п/п	Показатели	Ед. измерения	Показатель
1.	Цена нефти на внутренний рынок	\$/тонна	183,9
2.	Стоимость транспортировки нефти на внутренний рынок	\$/тонна	15,00
3.	Объем реализации нефти на внутренний рынок	%	100,00
4.	Технологические потери нефть	%	1,00
5.	Норма инфляции	%	5,0%
6.	Ставка дисконтирования	%	10%/15%/20%

### **Капитальные вложения**

В настоящем разделе описаны предполагаемые капитальные вложения на период пробной эксплуатации месторождения Каракан. Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости  $\pm 30$  %. Несмотря на это, расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ, определенной по проектам – аналогам, разработанным за последние два года.

В рамках данного проектного документа предусматривается в 2026 году ввести в эксплуатацию из бурения 1 добывающую скважину и 1 из консервации. Также в 2027-2028 годы с целью доразведки месторождения и изучения геологической структуры залежи предусматривается бурение 2-х оценочных скважин.

Таким образом в расчет капитальных затрат включаются затраты на бурение 1-й добывающей скважины и на расконсервацию 1-й скважины с их обустройством в 2026 г., а также бурение 1-й независимой оценочной скважины в 2027 г. и 1-й зависимой оценочной скважины в 2028 г.

### **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 транспортировки сырья.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

#### **I. Расходы относимые на себестоимость продукции:**

- затраты по электроэнергии;

- внутри промысловая транспортировка сырья;
- затраты на химреагенты;
- производственно-технические материалы;
- услуги условно-пост. характера, зависящие от количества скважин;
- производственные расходы, зависящие от численности ПП;
- страхование;
- ФОТ ПП.

#### II. Расходы периода:

- ФОТ АУП;
- общеадминистративные расходы;
- транспортные расходы по реализации сырья;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;
- отчисления в ликвидационный фонд.

Для оценки текущих затрат были выведены удельные нормативы, приходящиеся на тонну добытой продукции. Затраты на обучение казахстанских специалистов и социально-экономическое развитие региона были рассчитаны согласно условиям контракта на недропользование. Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 10.2.

**Таблица 10.2 – Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат (в год)**

№	Наименование	Ед. измерения	Показатель
<b>СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ</b>			
1.	Затраты на выработку электроэнергии	тыс. \$/скважина	51,89
2.	Внутрипромысловая транспортировка нефти	\$/тн жидкости	1,50
3.	Производственно-технические материалы	\$/тн жидкости	0,36
4.	Затраты на химреагенты:	\$/ тн жидкости	0,595
4.1.	Стоимость ингибитора парафиноотложений НПХ-7821	\$/тн реагента	5200
4.1.1.	Расход ингибитора парафиноотложений НПХ-7821	гр/тн жидкости	100
4.2.	Стоимость ингибитор коррозии	\$/тн реагента	3000
4.2.1.	Расход ингибитора коррозии	гр/тн жидкости	25
5.	Услуги условно-постоянного характера на промысле, зависящие от кол-ва скважин	тыс.\$/скв	12,00
6.	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ПП	тыс.\$/чел	4,60
7.	Страхование	тыс.\$/год	6,25
8.	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ПП	тыс.\$/чел	10,00
9.	Количество сотрудников ПП	человек	2
<b>РАСХОДЫ ПЕРИОДА</b>			
1.	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс.\$/чел	16,15
2.	Количество сотрудников АУП	человек	2,00
3.	Общеадминистративные расходы	тыс.\$/чел АУП	13,76
4.	Транспортные расходы по реализации нефти на внутренний рынок	\$/тонна	15,00
5.	Расходы на обучение казахстанских специалистов.	1% от затрат на разведку	
6.	Расходы на социально-экономическое развитие региона	1% от объема инвестиций	
7.	Ликвидационный фонд с 2023 г	Удельный норматив на 1 тонну нефти согласно Главе 11.	

### ***Износ и амортизация***

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 Республики Казахстан. Сумма амортизационных отчислений исчисляется путем применения нормы амортизации, определяемой в соответствии с учетной политикой недропользователя, к сумме накопленных расходов по группе амортизируемых активов, предусмотренной настоящим пунктом, на конец налогового периода. Амортизационные отчисления по группам определялись путем применения норм амортизации согласно таблице 10.3.

**Таблица 10.3 – Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам**

№ 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.

К обязательным налоговым платежам, которые платят недропользователи относятся:

- налог на добычу полезных ископаемых;
- налог на сверхприбыль;
- корпоративный подоходный налог;
- налог на имущество.

### ***Анализ технико-экономических показателей***

Для оценки эффективности разработки месторождения использовались следующие показатели эффективности:

- денежные потоки предприятия;
- капитальные затраты;
- эксплуатационные затраты на добычу сырья;
- доход государства (налоги и платежи).

Технико-экономические показатели месторождения Каракан приведены в таблице 10.4.

**Таблица 10.4 – Технико-экономические показатели по месторождению за период пробной эксплуатации**

№	Наименование показателей	Значение
1	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	3,68
2	Проектный уровень добычи нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup> /год	0,18
3	Проектный уровень закачки рабочих агентов (вода), тыс. м <sup>3</sup>	0
4	Проектный уровень закачки рабочих агентов (газ), тыс. м <sup>3</sup>	0
5	Накопленная добыча нефти, тыс. т	9,91
6	Накопленная добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	0,479
7	Накопленная закачка рабочих агентов (вода), тыс. м <sup>3</sup>	0
8	Накопленная закачка рабочих агентов (газ), тыс. м <sup>3</sup>	0
9	Фонд скважин для бурения всего, шт.	3
	в том числе: опережающих добывающих	1
	в том числе: оценочных	2
10	Выручка от реализации продукции, тыс. \$	1 799,64
11	Капитальные вложения, тыс.\$	2 950,35
12	Эксплуатационные затраты (с учетом амортизации), тыс. \$	2 420,84
13	Средняя производственная себестоимость 1 т нефти, \$	70,54
14	Средняя полная себестоимость 1 т нефти, \$	118,52
15	Накопленный поток денежной наличности, тыс. \$	-2 221,51
16	Суммарные выплаты Государству, тыс. \$	323,44
17	Налогооблагаемый доход, тыс. \$	0,00
18	Чистая приведенная стоимость при ставке 10 %, тыс. \$	-2 046,74
19	Чистая приведенная стоимость при ставке 15 %, тыс. \$	-1 974,39
20	Чистая приведенная стоимость при ставке 20 %, тыс. \$	-1 910,01
21	Внутренняя норма прибыли, %	n/a

Из таблицы 10.4 видно, что за расчетный период пробной эксплуатации месторождения доход от реализации продукции составит 1 799,64 тыс. долларов США, капитальные вложения – 2 950,35 тыс. долларов США, эксплуатационные затраты с учетом амортизации – 2 420,84 тыс. долларов США, в том числе амортизация 1 350,04 тыс. долларов США. Накопленный поток денежной наличности – отрицательный минус 2221,51 тыс. долларов США. Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке дисконтирования 10 % составила минус 2046,74 тыс. долларов США, при ставке дисконтирования 15 % составила минус 1974,39 тыс. долларов США, при ставке дисконтирования 20 % составила минус 1910,01 тыс. долларов США.

Анализ результатов экономических расчетов показывает, что доход, получаемый от реализации продукции, не покрывает затраты компании, т.е. проект нерентабельный и все вложенные инвестиции не могут окупиться в период пробной эксплуатации месторождения Каракан.

Ниже представлены таблицы экономических расчетов разработки месторождения Каракан (таблицы 10.5 - 10.9).

Таблица 10.5 – Расчет капитальных вложений месторождения Каракан

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс.\$	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>0</b>	Ввод скважин в эксплуатацию	единиц	2	-	-	2	-	-	-
<b>I</b>	Бурение скважин								
1.	Бурение добывающих скважин	скв.	1	636,54	<b>636,54</b>	636,54	0	0	0
2.	Бурение оценочных скважин	скв.	2	865,38	<b>1 730,77</b>	0	865,38	865,38	0
3.	Ввод скважин из консервации	скв.	1	38,46	<b>38,46</b>	38,46	0	0	0
<b>Итого затрат на бурение скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>2 405,77</b>	<b>675</b>	<b>865</b>	<b>865</b>	<b>0</b>
<b>Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>2 458,04</b>	<b>675</b>	<b>883</b>	<b>900</b>	<b>0</b>
<b>II.</b>	<b>Прочие капитальные затраты</b>								
1.	Обустройство скважин (обвязка, ВШГН, выкидные линии, КИПиА, монтаж и т.п.)	тыс.\$	1	144,23	<b>288,46</b>	288,5	0	0	0
2.	Печь обогрева	тыс.\$	2	12,00	<b>24,00</b>	24,0	0	0	0
3.	Газогенератор, дизельный генератор	тыс.\$	1	61,00	<b>122,00</b>	122,0	0	0	0
4.	Проектные работы (ПЗ, ПР)	тыс.\$	2	-	<b>55,00</b>	0	0	25	30
<b>Итого прочих капитальных затрат</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>489,46</b>	<b>434,5</b>	<b>0</b>	<b>25</b>	<b>30</b>
<b>Итого прочих капитальных затрат с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>492,31</b>	<b>434,5</b>	<b>0</b>	<b>26</b>	<b>32</b>
<b>Всего капитальных затрат</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>2 029,85</b>	<b>1 109,5</b>	<b>0</b>	<b>890</b>	<b>30</b>
<b>Всего капитальных затрат с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>2 950,35</b>	<b>1 109,5</b>	<b>882,7</b>	<b>926,4</b>	<b>31,8</b>
<b>Коэффициент инфляции</b>		<b>%</b>				1,00	1,02	1,04	1,06

Таблица 10.6 – Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Каракан

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС), тыс.\$
					Объем продаж			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
2026	1,00	1,98	0,020	0,00	1,96	0	1,96	0	183,89	360,23
2027	1,02	3,68	0,037	0,00	3,65	0	3,65	0	187,57	683,89
2028	1,04	2,82	0,028	0,00	2,79	0	2,79	0	191,32	533,18
2029	1,06	1,15	0,012	0,00	1,14	0	1,14	0	195,15	222,34
<b>Итого</b>		<b>9,63</b>	<b>0,10</b>	<b>0,00</b>	<b>9,53</b>	<b>0,00</b>	<b>9,53</b>	-	-	<b>1 799,64</b>

Таблица 10.7 – Расчет эксплуатационных затрат по месторождению Каракан

Год	Инфляция, %	Производственные расходы								Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс. \$	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс. \$
		Затраты по электроэнергии, тыс.\$	Транспортные расходы в пределах промысла, тыс.\$	Затраты на химреагенты, тыс.\$	Услуги условно-постоянного характера на промысле, зависящие от кол-ва скв, тыс. \$	Производственно-технические материалы, тыс. \$	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от числен. ПП, тыс. \$	Страхование, тыс. \$	ФОТ ПП, тыс.\$	НДПИ, тыс. \$	Налог на имущество, тыс. \$	Налоги от ФОТ ПП, тыс. \$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2026	1,00	25,95	3,12	1,24	2,00	0,74	4,60	3,12	10,00	18,01	39,68	3,89	112,35	61,59
2027	1,02	52,93	6,20	2,46	12,24	1,47	9,38	6,37	20,40	34,19	44,61	7,64	197,89	86,44
2028	1,04	53,99	5,09	2,02	12,49	1,21	9,56	6,50	20,81	26,66	38,36	7,78	184,47	72,80
2029	1,06	27,53	2,21	0,88	6,37	0,53	4,88	3,32	10,61	11,12	50,55	4,14	122,13	65,80
<b>Всего</b>	-	<b>160,40</b>	<b>16,62</b>	<b>6,59</b>	<b>33,10</b>	<b>3,94</b>	<b>28,42</b>	<b>19,31</b>	<b>61,82</b>	<b>89,98</b>	<b>173,21</b>	<b>23,45</b>	<b>616,84</b>	<b>286,63</b>

Продолжение таблицы 10.7

Год	Расходы периода		Расходы по реализации	Налоги и платежи, входящие в расходы периода	Всего расходы периода, тыс.\$	Всего расходы по реализации, тыс.\$	Всего налоги и платежи, входящие в расходы периода, тыс.\$	Социально-экономическое развитие региона в, тыс.\$	Обучение казахстанских специалистов, тыс.\$	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.\$	Всего эксплуатационные расходы, тыс.\$	Себестоимость нефти производственная, \$/тонна	Полная себестоимость нефти, \$/тонна
	Общедминрасходы, тыс.\$	ФОТ АУП, тыс.\$	Затраты на транспортировку нефти местный рынок, тыс. \$	Налоги от ФОТ АУП, тыс.\$									
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
2026	13,76	16,15	29,38	6,18	<b>29,91</b>	<b>29,38</b>	<b>6,18</b>	11,09	0	7,78	196,70	<b>56,78</b>	<b>99,41</b>
2027	28,07	32,95	55,79	11,94	<b>61,02</b>	<b>55,79</b>	<b>11,94</b>	8,83	8,83	14,48	358,77	<b>53,73</b>	<b>97,41</b>
2028	28,64	33,60	43,49	12,16	<b>62,24</b>	<b>43,49</b>	<b>12,16</b>	9,26	9,26	11,07	331,95	<b>65,53</b>	<b>117,92</b>
2029	14,60	17,14	18,14	6,52	<b>31,74</b>	<b>18,14</b>	<b>6,52</b>	0,32	0,00	4,52	183,37	<b>106,12</b>	<b>159,34</b>
<b>Всего</b>	<b>85,07</b>	<b>99,84</b>	<b>146,80</b>	<b>36,80</b>	<b>184,91</b>	<b>146,80</b>	<b>36,80</b>	<b>29,50</b>	<b>18,09</b>	<b>37,85</b>	<b>1 070,80</b>	<b>70,54</b>	<b>118,52</b>

Таблица 10.8 – Расчет экономической эффективности месторождения Каракан

Годы	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
2026	-34,88	198,40	196,70	0,00	-34,88	-34,88	0,00	-34,88	0,00	-34,88
2027	-158,17	483,30	358,77	0,00	-158,17	-158,17	0,00	-158,17	0,00	-158,17
2028	-214,36	415,58	331,95	0,00	-214,36	-214,36	0,00	-214,36	0,00	-214,36
2029	-213,79	252,76	183,37	0,00	-213,79	-213,79	0,00	-213,79	0,00	-213,79
<b>Всего</b>	<b>-621,20</b>	<b>1 350,04</b>	<b>1 070,80</b>	<b>0,00</b>	<b>-621,20</b>	<b>-621,20</b>	<b>0,00</b>	<b>-621,20</b>	<b>0,00</b>	<b>-621,20</b>

Таблица 10.9 – Сводный расчет экономической эффективности месторождения Каракан

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	Внутренняя Норма Прибыли (IRR), %	Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10 %), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет	Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 15 %), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 15 %), лет	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 20 %), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 20 %), лет
2026	-34,88	-945,94	-945,94	n/a	-945,94	не окупается	-945,94	не окупается	-945,94	не окупается
2027	-158,17	-557,57	-1503,51	n/a	-506,88	не окупается	-484,84	не окупается	-464,64	не окупается
2028	-214,36	-725,13	-2228,64	n/a	-599,28	не окупается	-548,30	не окупается	-503,56	не окупается
2029	-213,79	7,13	-2221,51	n/a	5,36		4,69		4,13	
<b>Всего</b>	<b>-621,20</b>	<b>-2221,51</b>	<b>-2221,51</b>		<b>-2046,74</b>		<b>-1974,39</b>		<b>-1910,01</b>	

## **11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

В соответствии с пунктом 6 статьи 126 и пунктом 3 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании», исполнение обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается сформированным недропользователем в установленном порядке ликвидационным фондом, используемым недропользователем с разрешения компетентного органа. В случае отсутствия сформированного ликвидационного фонда или превышения суммы рыночной стоимости работ по ликвидации последствий операций по разведке и (или) добыче углеводородов над суммой средств фактически сформированного ликвидационного фонда исполнение обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам в недостающей части обеспечивается залогом банковского вклада и (или) полной, безусловной и безотзывной гарантией, предоставляемой на срок до завершения ликвидации последствий недропользования в соответствии с требованиями данного Кодекса.

Согласно пункта 8 статьи 126 Кодекса «О недрах и недропользовании», банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов. Необходимо отметить, что передача права недропользования является безусловным основанием переоформления (передачи) прав по заложенному банковскому вкладу, сформированному по условиям контракта.

Так, сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки. По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Для определения размера ликвидационных расходов были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства;
- затраты на рекультивацию нарушенных земель

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и затраты на рекультивацию земель.

Расчет размера ликвидационных расходов был произведен на основании сметной документация на 1 объект, составленный в соответствии со СН РК 1.02.03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство». Методика сметного расчета принята согласно СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» в ценах 2001 г. в национальной валюте.

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по демонтажу по типам имеющегося оборудования, данные по климатическим характеристикам района проведения работ, данные по удельным объемам демонтажных работ, рассчитанные на основе проектов-аналогов, выполненных для промышленных объектов Республики Казахстан (РК). При этом учитывались транспортные расходы на вывоз демонтируемого оборудования до соответствующих мест захоронения на отведенных полигонах.

В конечном результате учтены резерв средств на непредвиденные расходы и другие затраты Заказчика (на проекты по ликвидации скважин, проекты ликвидации месторождения, на экспертизы, на авторский надзор, сопровождение демонтажа и т.д.).

Согласно главе 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти.

Показатели расчета общей сметной стоимости работ в ценах 2026 года для ликвидации 4 скважин и сопутствующих объектов обустройства, а также определение удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий на период пробной эксплуатации месторождения приведен в таблице 11.2.

В таблице 11.1. представлены проектируемые годовые отчисления в ликвидационный фонд месторождения Каракан, на период пробной эксплуатации с 2026 по 2029 гг., общая сумма которых составила 19 682,24 тыс.тг. или 37, 85 тыс. долларов США.

**Таблица 11.1 – Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на период пробной эксплуатации**

Год	Годовая добыча нефти, тыс. тонн	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, \$/тонна	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, тенге/тонна	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, тыс.\$	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, тыс. тенге
2026	1,98	3,93	2 044,37	7,78	4 045,23
2027	3,68	3,93	2 044,37	14,48	7 529,26
2028	2,82	3,93	2 044,37	11,07	5 754,96
2029	1,15	3,93	2 044,37	4,52	2 352,79
<b>Итого</b>	<b>9,63</b>	-	-	<b>37,85</b>	<b>19 682,24</b>

**Таблица 11.2 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд на период пробной эксплуатации**

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Значение в текущих ценах 2023 года
1.1.	Гл. 1 - Техническая рекультивация	тыс.тенге	2 251,29
1.2.	Гл. 2 - Основные объекты демонтажа	тыс.тенге	18 722,05
1.2.1.	в т.ч. - Возврат стоимости черного и цветного металла от сдачи на утилизацию	тыс.тенге	-1 526,15
1.3.	Гл. 8 - Временные здания и сооружения	тыс.тенге	584,73
1.3.1.	в т.ч. - Возврат стоимости материалов от временных зданий и сооружений	тыс.тенге	-103,19
-	Итого по главам 1-8	тыс.тенге	21 558,07
1.5.	Гл. 9 - Дополнительные затраты на строительство	тыс.тенге	923,20
1.5.1.	в т.ч. - Производство строительно-монтажных работ в зимнее время - 3,824 %	тыс.тенге	298,02
1.5.2.	в т.ч. - Затраты на выслугу лет, 1 %	тыс.тенге	215,58
1.5.3.	в т.ч. - Дополнительные отпуска - 0,4 %	тыс.тенге	86,23
1.5.4.	в т.ч. - Затраты на применение вахтового метода производства работ - 3,5 %	тыс.тенге	323,37
-	Итого по главам 1-9	тыс.тенге	22 481,27
-	в т.ч. - возвратные суммы	тыс.тенге	-1 629,33
1.6.	Налоги, сборы, обязательные платежи, 2 %	тыс.тенге	547,78
1.7.	Проектно-изыскательские, госэкспертиза, авторский надзор, технадзор	тыс.тенге	433,30
1.	Всего сметная стоимость, без учета НДС	тыс.тенге	23 462,36
2.	Всего стоимость затрат по ликвидации последствий недропользования, с учетом НДС	тыс.тенге тыс.\$	26 101,32 50,19
3.	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд до 2023 года	тыс.тенге	6 419,08
4.	Остаточная сумма отчислений в ликвидационный фонд на период 2023-2025 гг.	тыс.тенге тыс.\$	19 682,24 37,85
5.	Суммарная добыча нефти за период пробной экспл. 2023-2025 гг.	тыс.тонн	9,63
6.	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	2 044,37
		\$/тонна	3,93

\*Курс доллара США, применяемый при переводе 520 тенге/доллар

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений», Москва, «Недра», 1989 г.;
2. «Справочник по нефтепромысловой геологии», Москва, «Недра», 1981 г.;
3. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», утверждённые постановлением Правительства РК от 25 июня 2018 г.;
4. Закон Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании».
5. «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Коныс, расположенного в Кызылординской области РК», ТОО «Geoscience Consulting», 2022 г.;
6. Отчет по авторскому надзору «Проекта разведочных работ по поиску УВ на участке Коныс, расположенного в Кызылординской области РК», ТОО «Geoscience Consulting», 2023 г.;
7. Переинтерпретация сейсмических данных МОГТ-3Д на геологоразведочном участке нефтяного месторождения Коныс в Кызылординской области Казахстана, 2023 г.;
8. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каракан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.04.2025 г.), ТОО «Geoscience Consulting», 2023 г.