



SMART
Engineering

ТОО «Petrocraft»
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

УТВЕРЖДАЮ:



Жунусов И.А.

2025 г.

**ПРОЕКТ
ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
КАСКЫРБУЛАК ЮЖНЫЙ
Договор № 02/01-25 от 31.01.25г.**

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

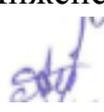


Майлыбаев Р.М.

г. Алматы, 2025г.

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

Государственная лицензия №0000280 от 28 июля 2011 года

Ответственные исполнители:	
Ответственный исполнитель Начальник отдела разработки  Сериков Н.Ж	Введение, главы 3,4,5 Табличные приложения
Главный геолог, к.г.-м.н.  Нурсултанова С.Г..	Главы 1,2, 3,4,5,6,7,8,9,10,11
Инженер-геолог  Туреханов Н.Т	Раздел 2,6,7
Инженер геолог  Ерболат А.Б.	Главы 1,2 Оформление графических приложений.
Начальник отдела экологии  Кисманова А.Н.	Глава 9
Ведущий эколог  Калманова Г.	Глава 9

РЕФЕРАТ

Авторы проекта: Сериков Н.Ж., Нурсултанова С.Г., Туреханов Н.Т., Ерболат А.Б. и др.

Проект пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный.

Текст на 133 страницах, содержит 9 рисунков, 36 таблицы

11 графических приложений на 11 листах.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, ПРОБНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОПЕРЕЖАЮЩАЯ ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, ОЦЕНОЧНАЯ СКВАЖИНА, ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ, ПОКАЗАТЕЛИ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕПРЕССИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ.

Область применения – месторождение Каскырбулак Южный, контрактная территория ТОО «Petrocraft».

Цель работы - уточнение геологического строения месторождения Каскырбулак Южный, анализ имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей, уточнение добывных возможностей и отработка оптимальных режимов работы скважин, изучение состава и физико-химических свойств флюидов в поверхностных и пластовых условиях, коллекторских свойств, эксплуатационной характеристики пластов, проведение дополнительных исследований, необходимых для выбора технологии разработки, подсчета запасов нефти и газа, а также составления в дальнейшем Проекта разработки.

Настоящий отчет «Проект пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный» составлен на основе запасов, утвержденных в рамках Оперативного подсчета запасов по состоянию изученности на 01.10.2006г.

На основании имеющейся информации о геологическом строении месторождения, данных о фильтрационно-ёмкостных свойствах продуктивных пластов-коллекторов и насыщающих их флюидов обоснованы объекты пробной эксплуатации, сроки, фонд скважин и основные технологические показатели пробной эксплуатации месторождения на период до 28 июня 2028г, мероприятия по доразведке месторождения, пробная эксплуатация месторождения начнется 01.07.2025г со скважины Р-14.



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Petrocraft»
Жунусов И.А.
2025 г.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

по разработке отчета «Проект пробной эксплуатации месторождения
Каскырбулак Южный»
в Атырауской области Республики Казахстан

1. Целевое назначение работ:

Предоставление услуг по подготовке проектной документации при разведке на месторождении Каскырбулак Южный:

Разработка отчета «Проект пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный Раздел «Охрана окружающей среды» к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный»

2. Основание на проведение работ:

- Контракт №4939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

- Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2023 г.).

- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные Министром энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239(с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.).

- Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК-Правила проведения государственной экологической экспертизы, утвержденные приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 317

- Оперативный подсчет запасов УВ по месторождению Каскырбулак Южный Атырауской области РК по состоянию на 01.10.2006г., г. Атырау, ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч", 2006 г.

3. Техническое задание на составление отчета «Проект пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный» (далее «Проект»)

3.1. Основные требования к Проекту:

3.1.1 Проект выполняется согласно действующим «Методическим рекомендациям по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей» утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.»;

3.1.2. Предусмотреть следующие мероприятия в «Проекте пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный»: на основе Оперативного подсчета запасов нефти и растворенного газа, выполненного по состоянию на 01.10.2006г, и бурения оценочной скважины Р-14 в 2024-2025гг запланировать бурение 3-х опережающих эксплуатационных скважин, проведение 3Д сейсморазведки для уточнения геологии месторождения и продление срока Контракта для проведения пробной эксплуатации месторождения до 28 июня 2028г.

Объем работ (текстовая часть):	
Реферат	
Введение	
1 Общие сведения о месторождении	
2 Геолого-физическая характеристика месторождения	
2.1 Характеристика геологического строения	
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды	
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	
2.5 Запасы нефти и газа	
3 Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки	
3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации	
3.2 Обоснование пространственных границ залежей (совокупности залежей) для проведения пробной эксплуатации	
3.3 Результаты опробования и гидродинамических исследований скважин	
3.4 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин	
3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	
3.6 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	
3.7 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин	
3.8 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	
3.9 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации	
4 Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации	
5 Программа и объем исследовательских работ по контролю за пробной эксплуатацией	
5.1 Цели и направления исследовательских работ	
5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией	
6 Техника и технология добычи нефти	
6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	
6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	
6.4 Требования и рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения	
6.5 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	
6.6 Программа по утилизации газа	
7 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин	
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	
8 Мероприятия по доразведке	
9 Охрана недр и окружающей среды	
10 Капитальные вложения	
11 Мероприятия по ликвидации последствий недропользования и расчет размера суммы обеспечения обязательства по ликвидации последствий пробной	

эксплуатации

4. Технические и квалификационные требования.

1. Разрабатываемый отчет должен соответствовать требованиям - *Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей).*

2. Опыт оказания подобных услуг у компании Подрядчика в Казахстане не должен быть менее 5-ти лет;

3. Проектный документ должен своевременно и в надлежащем виде предоставлен для рассмотрения Заказчику;

4. Согласование Проекта пробной эксплуатации и Проекта ООС к нему в Департаменте экологии по Атырауской области;

5. Независимая экспертиза, рассмотрение и утверждение проекта пробной эксплуатации на заседании ЦКРР при Министерстве Энергетики РК;

5. Экологическая часть

Проект должен быть выполнен в соответствии с требованиями Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК с проведением оценки воздействия на окружающую среду и получением экологического разрешения.

В объем работ входит:

1. Составление Заявления о намечаемой деятельности/ проведение скрининга воздействий намечаемой деятельности. Подача соответствующего заявления в адрес уполномоченного органа в области ООС.

2. Получение заключения по результатам скрининга и(или) заключения об определении сферы охвата.

3. Разработка проекта «Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду» или «Раздела охраны окружающей среды» и согласование в уполномоченном органе.

4. Подготовка доклада, участие в общественных слушаниях в качестве докладчика.

6. Форма предоставления проекта.

6.1. После согласования с Заказчиком направить Проект в ЦКРР РК для проведения независимой экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки в течение одной недели.

6.2 Получить заключение независимого эксперта и защитить «Проект пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный с проектом ОВОС» на заседании ЦКРР РК.

6.3 После рассмотрения и утверждения ЦКРР РК, Проект подлежит передаче в геологические фонды Заказчика в аналоговом варианте – 1 экземпляр, в цифровом – 1 экземпляр (СД-диск).

6.4 К Проекту приложить: заключения независимых экспертов и протоколы рассмотрения отчета на НТС организации-исполнителя и ТОО «Petrocraft» и протокол ЦКРР РК.

7. Основные требования к Поставщику

- Предоставить государственную лицензию на по нижеследующим видом деятельности:
- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья;
- Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений;
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья;

- Предоставить действующую государственную лицензию на выполнение работ в области охраны окружающей среды: природоохранное проектирование, нормирование, для 1 категории хозяйственной и иной деятельности;

- Исполнитель обязуется устранить все замечания за свой счет, которые могут возникнуть;

- Наличие в штате необходимых трудовых ресурсов, представленных следующими специалистами:

- Эколог - минимум 2 человека;
- Инженер-буровик – минимум 2 человека;
- Инженер-геолог – минимум 3 человека;
- Инженер-Разработки – минимум 2 человека

Для работы желательно иметь работников с ученой степенью (доктора наук, кандидаты наук, эксперты ГКЗ, ЦКРР).

- Наличие собственного офисного здания.

8. Срок выполнения работы.

- Срок выполнения работ составляет 120 календарных дней с момента подписания Договора, а также предоставления Подрядчику данных, необходимых для выполнения работы.

- Срок согласования отчета «**Проект пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный**» с предоставлением финального проекта Заказчику составляет 120 календарных дней.

Главный геолог
ТОО «Petrocraft»



СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Название раздела	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	3
	ВВЕДЕНИЕ	14
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	17
2	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
2.1	Характеристика геологического строения	19
2.1.1	Литолого-стратиграфическая характеристика	19
2.1.2	Тектоника	24
2.1.3	Нефтеносность	32
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности	32
2.3	Физико-химические свойства нефти, газа и воды	48
2.3.1	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	48
2.3.2	Физико-химические свойства пластовых вод	52
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	53
2.5	Запасы нефти и газа	54
3	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО- ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	57
3.1	Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации	57
3.2.	Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации	58
3.3.	Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин	59
3.4.	Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	65
3.5.	Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	71
3.6.	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	72
3.7.	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации	73
4.	ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	75
5.	ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ	81
5.1	Цели и направления исследовательских работ	81
5.2	Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией	85
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ и ГАЗА	90
6.1	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	90
6.1.1	<i>Расчет и обоснование минимальных давлений фонтанирования</i>	90
6.1.2	<i>Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин</i>	92
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	94
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой	96

	подготовки продукции скважин	
6.4	Программа утилизации газа	98
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	99
7.1.	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	99
7.2	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	101
8.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ	103
9.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	108
10.	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	127
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	128
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ	132

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунка	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Геологический отвод	16
2	2.1.	Обзорная карта района работ.	18
3	2.1.2.1	Структурная карта по ОГ Пф.	25
4	2.1.2.2	Геологический разрез юго-восточного борта Прикаспийского бассейна.	27
5	2.1.2.3	Структурная карта по V отражающему горизонту	28
6	2.1.2.4	Структурная карта по III отражающему горизонту	29
7	2.2.1	Геологический профиль через скважины 6-7-2-4-3-5	36
8	3.2.1	Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный.	59
9	8.1	Схема расположения 3Д сейморазведки	105

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ табл.	Наименование таблицы	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1.1	Стратиграфические разбивки скважин	22
2.	2.1.2.1	Геолого-физическая характеристика горизонтов	31
3.	2.2.1.	Характеристика толщин пластов и показатели неоднородности	43
4.	2.2.2	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонта	44
5.	2.2.3	Обоснование водонефтяных контактов по горизонтам и блокам	47
6.	2.3.1	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	51
7.	2.5.1	Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа	55
8.	3.3.1	Техническое состояние скважин	63
9.	3.3.2	Результаты опробования скважин	64
10.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации	70
11.	3.5.1	Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию горизонта/объекта	72
12.	4.1	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по месторождению	76
13.	4.2	Характеристика основного фонда скважин по месторождению	77
14.	4.3	Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению	77
15.	4.4	Характеристика основного фонда скважин по 1 объекту	78
16.	4.5	Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 1 объекту	78
17.	4.6	Характеристика основного фонда скважин по 2 объекту	79
18.	4.7	Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 2 объекту	79
19.	4.8	Характеристика основного фонда скважин по 3 объекту	80
20.	4.9	Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 3 объекту	80
21.	5.1.1	Освещенность керном продуктивных горизонтов	82
22.	5.1.2	Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения	83
23.	5.1.3	Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации	84
24.	5.2.1	Комплекс исследований по контролю за разработкой	87
25.	5.2.2	Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации	88
26.	6.1.2.1	Компоновка колонны насосно-компрессорных труб	94
27.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция скважин на месторождении Каскырбулак Южный.	99
28.	7.1.2	Фактическая конструкция скважины № Р-14 на месторождении Каскырбулак Южный	99
29.	8.1	Параметры систем наблюдений сейсморазведки 3D-МОГТ на структуре Каскырбулак Южный	105
30.	10.1.1	Капитальные вложения	127

31.	11.1	Сметная стоимость ликвидации скважины	129
32.	11.2	Используемые расходные материалы	130
33.	11.3	Вспомогательная техника	130
34.	11.4	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	131
35.	11.5	Сводная таблица затрат на установку тумбы с репером	131
36.	11.6	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважины	131

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	Номер Прил.	Номер листа прил.	Масштаб	Степень секрет.
1.	Карта сейсмической и буровой изученности	1	1	1:100 000	н/с
2.	Сводный литолого-стратиграфический разрез	2	1	1:1 000	н/с
3.	Структурные карты по ОГ III, V, VI	3	1	1:25 000	н/с
4.	Геологический профиль по линии I-I	4	1	Гор. 1:10000 Верт. 1:2000	н/с
5.	Корреляционная схема	5	1	1:500	н/с
6.	Схема обоснования ВНК	6	1		н/с
7.	Подсчетный план продуктивного горизонта al-1	7	1	1:10 000	н/с
8.	Подсчетный план продуктивного горизонта g-1	8	1	1:10 000	н/с
9.	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-1	9	1	1:10 000	н/с
10.	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-2	10	1	1:10 000	н/с
11.	Карта проектных и пробуренных скважин	11	1	1:10 000	н/с

Всего графических приложений -11, на 11 листах, все-н/с.

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИИ В ТЕКСТЕ

№№ Прил.	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Заключение метрологической экспертизы	
2	Протокол НТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг»	
3	Протокол СТС между ТОО «Petrocraft» и ТОО «СМАРТ Инжиниринг»	
4	Справка о рассылке отчета	
5	Заключение государственной экологической экспертизы	
6	Лицензия	

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Каскырбулак Южный является ТОО «Petrocraft», имеющее Контракт №4939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау.

Ближайший населенный пункт г. Кульсары находится на расстоянии 40 км.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются – Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 70 лет и месторождение Биикжал в пробной эксплуатации.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5. (рис. 1.1, 1.2.).

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целых восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933г.

В 1945-1946г.г. на гравитационном минимуме были проведены геологическая и сейсмическая разведка МОВ.

В 1948-1951г.г. проводилось крелиусное, структурное бурение. Пробурено 37 скважин малого диаметра глубинами до 388м. В отдельных скважинах (К-3, К-7, К-9, К-10, К-12, К-18) отмечены незначительные признаки нефти. В 1974-1979, 1992-1997г.г. на структуре проводилась сейсморазведка методом 2Д.

В 2000 году с целью уточнения строения структуры компанией ФИОК было отработано 8 новых сейсмопрофилей.

В 2004-2005г.г. на площади пробурено 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13. В скважине №1 проведено ВСП. Бурение скважин осуществлялось на основе «Генеральной Программы геологоразведочных работ на нефть и газ на территории Адайского участка», согласованной ТУ Запказнедра в 2005г. (регист.номер 4АТ-05-990-108), с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях. Скважины вскрыли кунгурский ярус нижней перми. По результатам бурения и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважин №№ 2, 3, 4, 7 выявлены нефтеносные горизонты в нижнемеловых отложениях, в скважине № 3 - в среднеюрских отложениях.

В нижнемеловых отложениях - 2 горизонта: в нижнем альбе и готериве и в среднеюрских отложениях 2 горизонта - Ю-1, Ю-2.

Продуктивность выделенных горизонтов доказана получением притоков нефти при опробовании.

Первооткрывательницей является скважина №2, в которой из интервала 573-590м. получен приток нефти, дебитом 4м³/сут.

По выявленным горизонтам пробуренных 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13 изучено геологическое строение, определены эффективные, нефтенасыщенные толщины, пористость, нефтенасыщенность, установлены положения водонефтяных контактов. С целью изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, физико-химических свойств флюидов в скважинах отобран и проанализирован керн, поверхностные пробы, проведены промысловые и гидродинамические исследования скважин методом КВУ и НК, что позволило провести ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» в 2006 году Оперативный подсчет запасов УВ по месторождению Каскырбулак Южный по состоянию на 01.10.2006г.

В 2006 году компанией ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен «Проект разведки площади Каскырбулак Южный». Было запроектировано бурение 1 разведочной скважины с проектной глубиной 800 м и 4-х структурных скважин с общим метражом 3550м для изучения вскрываемого разреза и строения отдельных частей структуры. Проектные глубины скважин от 800 до 900 м. Проектные горизонты - средняя юра и кунгурский ярус нижней перми. К сожалению, информация по данному проекту в Запказнедра и Казгеоинформ отсутствует и проект не был реализован.

В 2024 году была пробурена скважина Р-14 с положительными результатами, в настоящее время находится в испытании. В скважине были проведены все необходимые исследования.

В 2025 году ТОО «СМАРТ Инжиниринг» был составлен отчет Авторский надзор за реализацией Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный по состоянию на 01.01.2025г», в котором было отмечено изменение местоположения скважины Р-14 и рекомендовано провести 3 Д сейсморазведку в целях уточнения геологической модели месторождения.

Проектом предусматривается пробурить три опережающие добывающие скважины, провести 3Д сейсморазведку в рамках доразведки с целью уточнения геологического строения и контуров ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях, на основе сейсмических исследований запланировать бурение одной оценочной скважины в ареале запасов категории С2 и подготовить месторождение к подсчету запасов.

Исходящий номер: 26-04-26/ЗТ-Ж-53 от 13.05.2021

Приложение № 2
к Контракту на
разведку и добычу углеводородов

Приложение № _____
к Контракту № от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от _____ Рег. № _____ -УВ

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

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Petrocraft» для осуществления операций по недропользованию на участке **Каскырбулак Южный** на основании Протокола № 203088 от 23 апреля 2021 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казакстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Геологический отвод расположен в Атырауской области.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	54	28	00	46	58	00
2	54	26	00	46	58	00
3	54	26	00	47	03	00
4	54	29	50	47	03	00
5	54	28	30	47	00	30

Площадь геологического отвода – **31,82** (тридцать один целый восемьдесят два сотых) кв. км.

Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Заместитель председателя

М. Тналиев

г. Нур-Султан,
май, 2021 г.

Подпись файла верна. Документ подписан(а) ТНАЛИЕВ МИРБОЛАТ МАКСУТОВИЧ

Рис. 1.1. Геологический отвод

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Каскырбулак Южный расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении месторождение Каскырбулак Южный расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан (рис. 1.1). Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 40 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 285 км на северо-запад.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются – Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 70 лет и месторождение Биикжал в пробной эксплуатации.

Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10 м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров. Самым возвышенным местом является бугор Кольжан, отметка которого над уровнем моря равна +35,5 м. Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время. Вода здесь обычно соленая и пригодна только для технических нужд.

Климат района резко континентальный – с сухим, жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Годовой перепад температур составляет 70° (от +40°С летом до +30°С зимой). Количество выпадающих осадков 200 мм в год. В течение всего года преобладают ветры, дующие с северо-востока и востока. Во время дождей, часть района заболачивается и становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь.

Жылыойский район развит в промышленном отношении, так на его территории расположены 2 нефтегазодобывающих управления – «Кульсарымунайгаз», «Прорвамунайгаз» ПФ «Эмбамунайгаз» АО РД НК «КазМунайГаз», ТОО «Тенгизшевройл», ТОО «АРНАОЙЛ» со своими структурными подразделениями.

В западной части площади в 65 км от структуры проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод Мангышлак – Самара.

Местное население занимается в основном скотоводством и лишь частично занято на промыслах нефтегазового комплекса.



Рисунок 2.1- Обзорная карта района работ.

2.ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения месторождения

2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

В районе глубоким бурением изучены отложения осадочного чехла, который сложен подсолевым, соленосным и надсолевым комплексами.

Литолого-стратиграфическая характеристика надсолевого комплекса приводится на основании данных бурения скважин на участке Какырбулак Южный и параметрических и глубоких скважин, пробуренных на соседних площадях Биикжал и других структурах Адайского блока (Суишбек, Улькентобе Ю-3, Ушмола, Кумшеты) (граф.прил 2).

Наиболее древними отложениями, установленными в районе расположения площади, являются отложения нижнего карбона.

Отложения нижнего карбона на Биикжале представлены турнейским, визейским, серпуховскими ярусами и литологически сложены песчано-аргиллитовой, песчаной, аргиллитовой толщами.

Средний карбон представлен отложениями двух типов: карбонатными и карбонатно-глинистыми.

Отложения верхнего карбона отмечаются эпизодически и представлены маломощной пачкой глинисто-карбонатных пород.

В пределах площади Каскырбулак Южный отложения карбона пробуренными скважинами не вскрыты. Из вскрытых отложений наиболее древними являются отложения пермской системы.

Сведения о глубинах залегания, толщинах стратиграфических подразделений по скважинам приведены в таблице 2.1.1.

Пермская система – Р

Пермская система на площади представлена нижним отделом и нерасчлененным пермотриасом.

Нижний отдел – Р₁

Нижнепермский отдел представлен только отложениями кунгурского яруса.

Кунгурский ярус – Р_{1к}

В разрезе кунгурского яруса выделены две толщи: нижняя – галогенная, верхняя – сульфатная.

Галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород – каменной солью. Соль белая, грязно-белая, кристаллическая, крупнозернистая с прослоями светло-

серого ангидрита. Иногда в толще соли встречаются тонкие прослой темно-окрашенных, песчано-глинистых пород.

Верхняя часть яруса, называемая кепроком, сложена преимущественно переслаивающимися породами темного и светлого доломита, с темными, почти черными глинами, ангидритами, гипсами. Максимально вскрытая толщина соли – 264м (скв.6).

Пермтриас – РТ

Нерасчлененная толща пермтриасовых отложений сложена чередованием пестроцветных, песчанистых, слабо известковистых глин с прослоями разнозернистых песков и песчаников.

Пески серые, средне- и крупнозернистые. Песчаники серые, зеленовато-серые, известковистые, глинистые, мелко- и среднезернистые.

Отложения вскрыты в скважинах 1, 2, 5, 13 и максимально вскрытая толщина составляет 144м (скв.1).

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены двумя отделами: нижним и средним. Верхнеюрские отложения отсутствуют в результате смыва.

Нижний отдел – J₁

Нижнеюрские отложения представлены чередованием серых, средне- и грубозернистых известковистых песчаников, песков и бурых глин, с прослоями галечников, конгломератов в нижней части разреза.

Вскрытая толщина отложений изменяется от 42м (скв.2) до 159 (скв.1).

Средний отдел – J₂

Отложения среднего отдела представлены байосским ярусом и слагаются обычными лагунными осадками, характеризующиеся частым чередованием глин, песков и песчаников.

Глины некарбонатные, буровато-серые, темно-серые, бурые, слоистые, песчанистые с прослоями мелкозернистого песка. В глинах присутствует растительный детрит. Пески серые, буровато-серые, мелко- и среднезернистые в различной степени глинистые, с обуглившимся растительным детритом.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые. Среди глин и песков встречаются прослой бурых и черных углей. Максимально вскрытая толщина отложений – 296м (скв.6).

Меловая система – К

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – К₁

Нижнемеловые отложения представлены 3 ярусами: готеривским, аптским и альбским.

Готеривский ярус – К_{1g}

Литологически ярус представлен глиной с включениями песка толщиной 3-5см, песком.

Глины серые, голубовато-серые, плотные реже алевролитистые.

Песок кварцевый, уплотненный. Зерна средне и хорошо окатаны и песчаников увеличивается кверху. В глинах встречаются остатки остракод.

Отложения вскрыты разведочными скважинами, пробуренными на северо-западном и юго-западном крыльях.

Возраст готеривских отложений подтверждается анализами керна палинологическим методом, отобранного в скважине 3. В результате анализа обнаружены споры и пыльца, причем пыльца преобладает над спорами.

Доминирующее место среди одномешковой пыльцы занимает *Classopollis* (*Brachyphyllum Pogiophyllum*); *Podozamites*; *Inaperuropollenites*; *Cupresaceae-Taxodiaceae*. Пыльца хвойных с воздушными мешками представлена семейством *Podocarpaceae* и имеет небольшой процент содержания. *Gingocycadophytus* бейнеттитовые незначительны. Такое содержание пыльцевого спектра присуще готеривской флоре.

В споровом спектре наибольший процент содержания имеют представители семейства *Gleicheniaceae*, включающего несколько видов. Схизейные малочисленные. Споры *Selaginella*, *Schizaea* по одному виду.

Миоспоры более древних юрских растительных сообществ, встречаются единично, что типично для готеривского времени.

Таблица 2.1.1.

Стратиграфические разбивки скважин

Крыло	№ скважины	Забой, м	Альтит.от ротора, м(+)	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	Неоген четвер. N+Q	Меловая система К			Юрская система J		Пермотриас	Пермская P Нижний P ₁
						верхний	нижний K ₁		средняя J ₂	нижняя J ₁		
						K ₂	K _{1al}	K _{1g}	J _{2bs}	J ₁	PT	P _{1k}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Северо-западное	1	1590	7,8	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	30 -22,2 30	289 -281,20 259	836 -828,2 547	886 -878,2 50	1173 -1165,2 287	1332 -1324,2 159	1476 -1468,2 144	1594 -1586,2 118
	2	1067	7,77	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	28 -20,23 28	190 -182,23 162	591 -583,23 401	637 -629,23 46	880 -872,23 243	922 -914,23 42	1008 -1000,23 86	1067 -1059,23 59
	3	830	8,49	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	27 -18,51 27	180 -171,51 153	566 -557,51 386	620 -611,51 54	762 -753,51 142	-	-	830 -821,51 68
	4	630	9,5	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	28 -18,5 28	160 -150,5 132	520 -150,5 360	568 -558,5 48	-	-	-	630 -620,5 62
	5	1180	9,19	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	30 -20,81 30	185 -175,81 155	638 -628,81 453	709 -699,81 71	998 -988,81 289	1088 -1078,81 90	1124 -1114,81 36	1180 -1170,81 56
	6	1180	6,79	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	20 -13,21 20	218 -211,21 198	570 -563,21 352	620 -613,21 50	916 -909,21 296	-	-	1180 -1173,21 264
	7	852	6,9	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	24 -17,1 24	200 -193,1 176	580 -573,1 380	646 -639,1 66	827 -820,1 181	-	-	852 -845,1 25
	13	405	4,3	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	20 -15,7 20	-	-	-	222 -217,7 202	-	323 -318,7 101	405 -400,7 72
P-14	750	4,8	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	24 -19,2 24	200 -195,2 176	580 -575,2 380	620 -615,2 40	720 -715,2 100	750 -745,2	-		

Вскрытая толщина готеривских отложений колеблется в пределах от 46м (скв.2) до 71м (скв.5).

Альбский ярус – K_{1al}

Отложения альбского яруса представлены глинами серыми, темно-серыми, плотными, слабо песчанистыми с обуглившимися растительными остатками и с включениями пирита. Иногда наблюдается тонкая слоистость.

Среди глин встречаются тонкие прослои песков и песчаников.

Пески, песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые.

Возраст отложений подтвержден данными исследования керна палинологическим методом, отобранного из скважины 7. В споровой части господствующее положение принадлежит миоспорам семейства глейхениевых, представленные несколькими видами, схизейным. Папоротниковообразные и плауновидные в спектре незначительно.

Пыльцевая часть разнообразна по составу. Доминирующее место занимает пыльца *Classopollis* и *Cupressaceae-Taxodiaceae*.

Безмешковые представлены родами *Inaperturopollenites*; *Podozamites*; *Araucaria*. Встречены гинговые и беинеттитовые. Комплекс содержит также водоросли и микрофораминиферы. Весь перечисленный состав типичен для растительных сообществ альбского яруса нижнего мела.

Толщина яруса колеблется от 352м (скв.6) до 547 (скв.1).

Верхний отдел – K₂

Литологически отложения верхнего мела сложены мергелями, белым писчим мелом и глинами зеленовато-серыми. В подошвенной части встречаются песчаники и мергели.

Песчаники серые, зеленовато-серые, крепкие, средне- и мелкозернистые.

Мергели зеленовато-серые, плотные, местами рыхлые, глинистые. Вскрытая толщина изменяется от 132м (скв.4) до 259м (скв. 1).

Палеоген-четвертичная система – Pg+Q

Отложения палеоген-четвертичного возраста сплошным чехлом перекрывают своды куполов и литологически представлены глинами зелеными с сажистыми налетами, желто-зелеными, желтовато-бурыми, песчанистыми и серовато-желтыми, светло-серыми тонкозернистыми песками. В скважине К-12 песок закирован нефтью. Вскрытая толщина отложений – 20-30м (скв. №1, 6).

2.1.2. Тектоника

Исследуемая площадь находится на юго-востоке Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока осадочный бассейн /1,2/.

Фундамент Прикаспийского бассейна системой разломов расчленен на крупные блоки, ступенчато погружающиеся к центральной части. Блоки осложнены выступами. Юго-восточная часть бассейна системой региональных разломов разделена на три крупные тектонические зоны: опущенную внутреннюю, центральную приподнятую и внешнюю опущенную прибортовую. Внутренняя опущенная зона плавно погружается в сторону Центрально- Прикаспийской депрессии, отделяясь от центральной зоны серией глубинных разломов. Приподнятая центральная зона приурочивается к Астраханско-Актюбинской системе поднятий, которая протягивается параллельно обрамлению бассейна на 700-800 км от Астрахани до Актюбинска и является одним из крупных тектонических элементов Прикаспийской синеклизы. Глубина залегания фундамента составляет 7-8 км. На Северо-Каспийском поднятии, так же, как и на Астраханском фундаменте залегает на глубине 8 км. На севере оно сочленяется с Центрально-Прикаспийской депрессией, на юге – с Южно-Эмбинским прогибом.

Биикжальское поднятие расположено на восточной половине Прикаспийского бассейна, который делится по Астраханно-Атыраускому разлому на две части. Поднятие по фундаменту фиксируется на глубине 7,0 км, имеет амплитуду порядка 1 км. С юга оно по региональному широтному разлому граничит с Южно-Эмбинским прогибом, который протягивается с востока на запад в акваторию Каспийского моря и входит во внешнюю прибортовую зону Прикаспийского бассейна.

Глубина залегания фундамента в пределах Южно-Эмбинского прогиба достигает 13- 13,5 км в районе Тугаракчанского прогиба. По фундаменту район исследований находится в пределах глубокого (10-14 км) Тугаракчанского прогиба, простирающегося с юго-запада на северо-восток и ограниченного разломами субширотного и субмеридионального направления. Серией разломов прогиб разделен на ряд блоков, в пределах которых в последующие этапы геологического развития сформировались обособленные тектонические зоны. В структурном плане кровля фундамента в целом согласуется с поведением P_3 отражающего горизонта, отображающего особенности строения додевонских отложений. Глубина залегания их достигает 8-10 км /3/.

Наиболее крупными тектоническими элементами (рисунок 2.1.1) здесь являются Атырауский свод и Южно-Эмбинский прогиб, которые соответствуют в плане Биикжалскому поднятию и Тугаракчанскому прогибу по фундаменту.

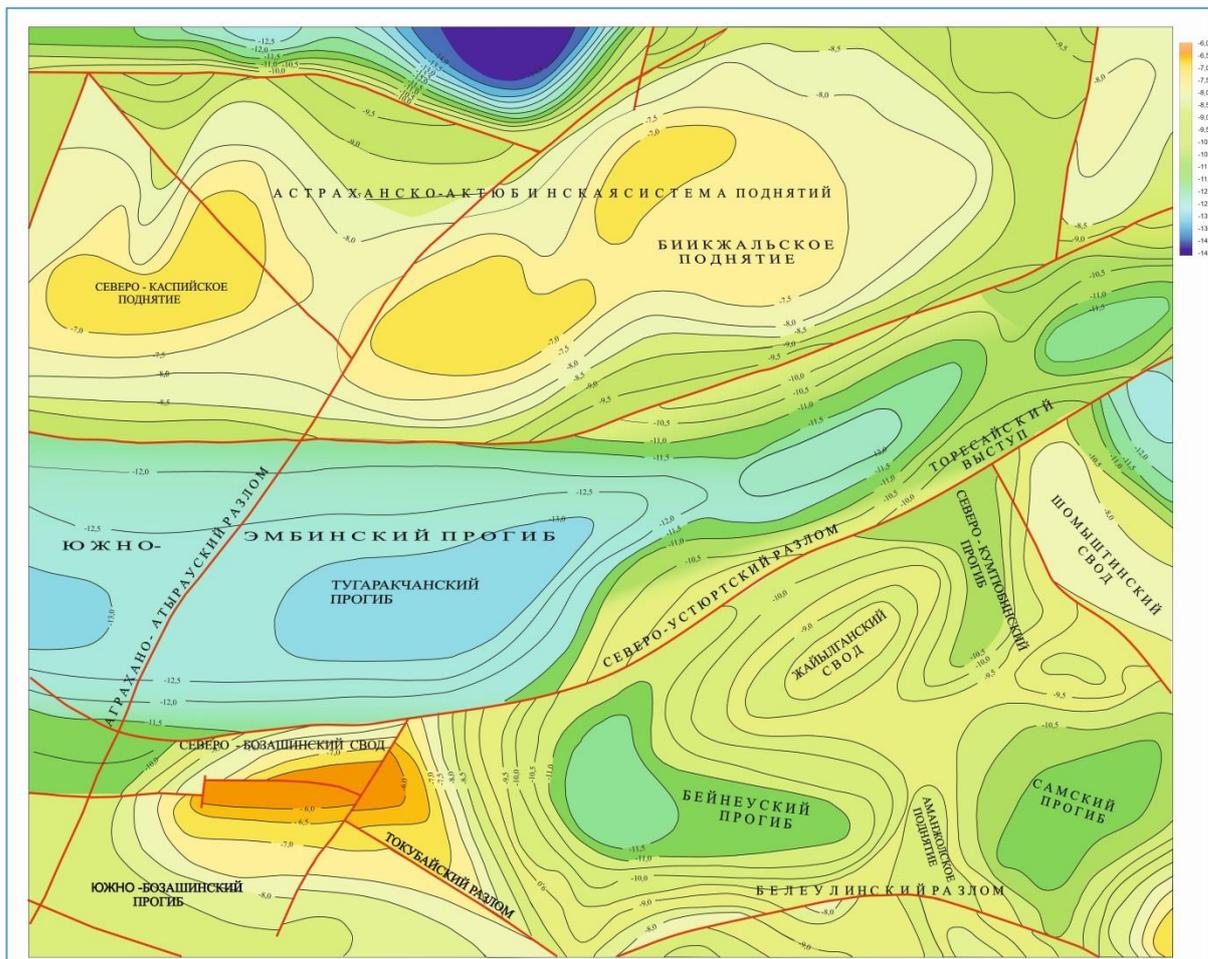


Рис.2.1.2.1. Структурная карта по ОГ ПФ.

В разрезе осадочного чехла Прикаспийского бассейна на основе формационного анализа, наличия региональных перерывов, угловых несогласий выделяются два крупных структурно-формационных мегакомплекса: нижний доплитный и верхний плитный, который в свою очередь делится на структурные комплексы, этажи и седиментационные комплексы.

Нижний доплитный мегакомплекс вскрыт в северо-западных районах Прикаспия и представлен значительно уплотненными и дислоцированными терригенно-карбонатными и вулканогенными породами рифея-нижнего палеозоя.

Верхний мегакомплекс включает отложения от нижнепалеозойских (верхняя часть) до современных, общей толщиной 7-12 км. В его составе выделяются два структурных комплекса. Нижний охватывает подсолевые палеозойские отложения, верхний – соленосные образования кунгурского яруса и надсолевою верхнепермско-кайнозойские отложения.

Исследуемый участок расположен во внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна, в пределах Адайского блока.

Поднятие Каскырбулак Южный представляет собой типичную для центральной части Южной Эмбы солянокупольную структуру с относительно неглубоким залеганием соляного ядра, вытянутого в северо-восточном направлении, и образует три склона: северо-западный, северо-восточный и юго-восточный.

В сводовой части минимальная глубина залегания VI отражающего горизонта составляет минус -400 м и достаточно хорошо увязывается с данными бурения (граф.прил.3). Поверхность соли в пределах северо-западного склона прослежена от -400 м в сводовой части до -2900 м. Сводовая часть склона осложнена ступенью, максимальная амплитуда которой 300-400 м.

Через соляные перешейки Каскырбулак Южный связан на северо-востоке с солянокупольными структурами Каскырбулак Северный и Кулжан, на юге – Кырыкмерген, на юго-западе – Северный Такырбулак, на юго-востоке – Мунайлы.

Соляное ядро вытянуто в северо-восточном направлении. Соль залегает в своде на глубине 300-400м. Северо-западный и юго-восточный склоны крутые. В южной части юго-восточный склон ядра осложнен прогибом. В юго-западном направлении свод ядра погружаясь резко сужается, образуя перешеек, соединяющий соляные ядра Каскырбулака Южного и Кырыкмергена.

Надсолевой комплекс отложений серией разрывных нарушений различной амплитуды разделен на крылья, а крылья в свою очередь на блоки.

В структуре надсолевого комплекса выделяется 5 основных тектонических элементов: северо-западное, юго-западное, северо-восточное и юго-восточное крылья и широкий (2,5км), сложенный сенон-туроном и палеогеном грабен, протягивающийся вдоль длинной оси купола.

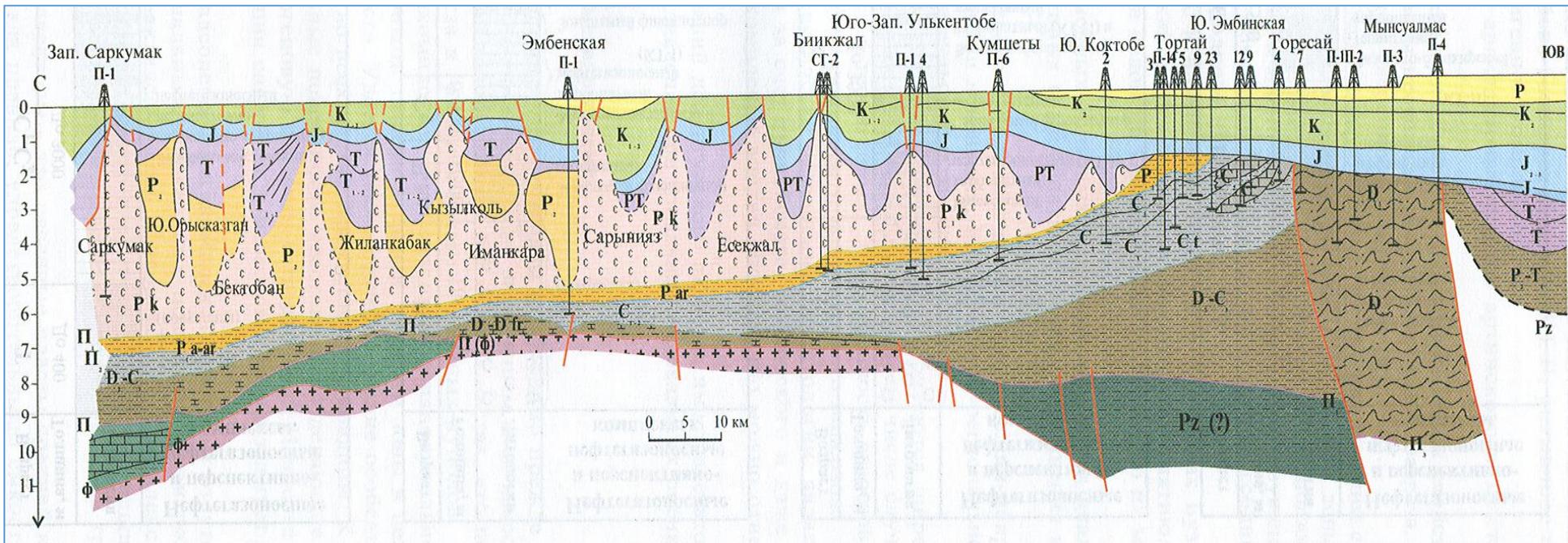


Рис 2.1.2.2. Геологический разрез юго-восточного борта Прикаспийского бассейна.

По V отражающему горизонту (кунгурско-триасовый этаж) структура представляет собой антиклинальную складку, осложненную серией продольных и поперечных разрывных нарушений. В северо-западной части наблюдается крутое погружение отложений. Центральная часть структуры осложнена грабеном.

Ниже приводится более подробное описание тектонического строения юрско-палеогенового комплекса, с которым связана нефтеносность рассматриваемой площади.

Юрско-палеогеновый структурно-тектонический этаж с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на кунгурско-триасовом этаже. Строение этажа определяется солянокупольной тектоникой (рис.2.1.2.3, граф. прил 3).

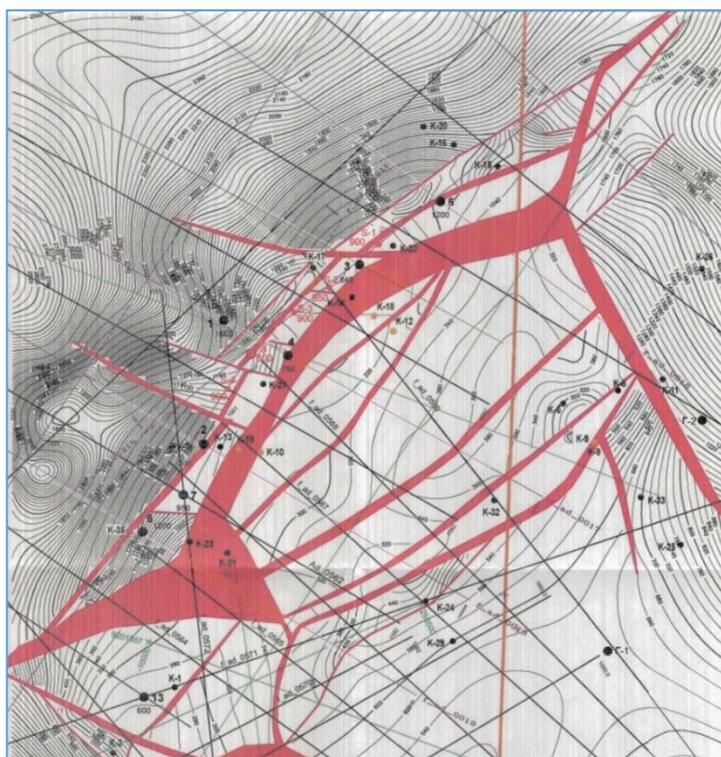


Рис. 2.1.2.3. Структурная карта по V отражающему горизонту

По III отражающему горизонту структура представляет собой антиклинальную структуру северо-восточного простирания, которая серией разно амплитудных продольных и поперечных разрывных нарушений разделяется на крылья, а крылья в свою очередь на блоки. Свод структуры осложнен обширным грабеном. Западная часть структуры осложнена серией продольных сбросов f_1 , f_2 , f_3 , которые образуют приграбеновые ступени. Падение пластов на западе и востоке крутое, при чем на западе более круче, чем на востоке (рис.2.1.2.4 , граф. прил 3).

Северо-западное крыло изображается блоковой структурой, ограниченной с юго-востока основным сбросом грабена.

На этом крыле отложения мела и юры контактируют с уступом в соли, на севере крыло ограничено сбросом. Северо-западное крыло сложено отложениями кампана,

сменяющимися по падению породами маастрихта. Простираение пород северо-восточное, падение на северо-запад. По данным структурных скважин вдоль сводовой части крыла узкой полосой протягивается незначительная по размеру приграбеновая ступень, сложенная с поверхности отложениями маастрихта.

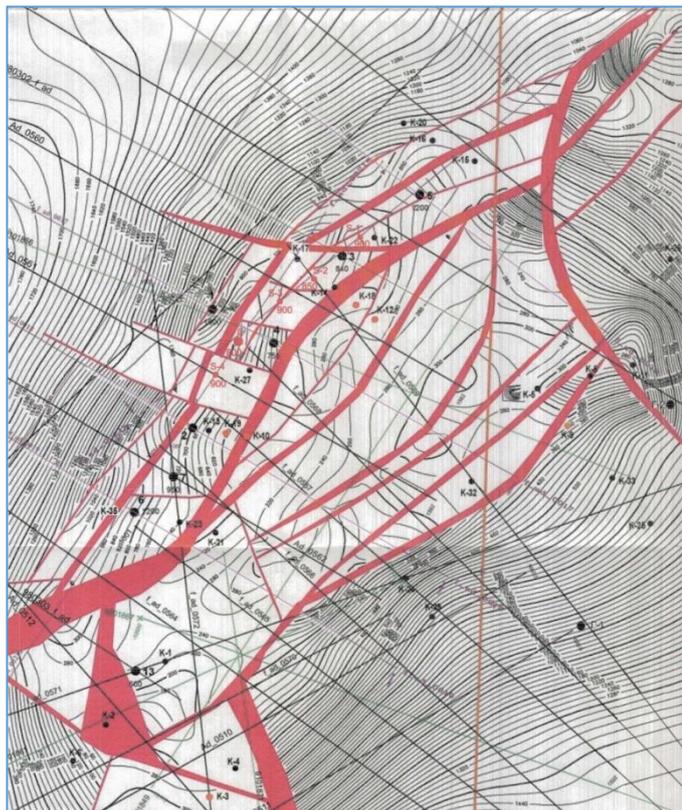


Рис.2.1.2.4. Структурная карта по III отражающему горизонту

Отложения апта, неокома и юры залегают с резким угловым несогласием. Так, в сводовой части описываемого участка отложения апта залегают непосредственно на нижней юре. Это свидетельствует об интенсивном размыве отложений аптским морем и о наибольшем подъеме сводовой части в предаптское время. По отражающему горизонту III (подошва неокома), по оконтуривающей изогипсе – 1000м размеры крыла 9 x 1,6км, амплитуда – 500м (граф.прил. 3).

Северо-западное крыло, в своде которого выходят отложения верхнего мела, является замкнутой структурой ограниченной с юго-востока грабеном, разделенной основным сбросом f . Западная часть крыла осложнена сбросами f_1, f_2, f_3 и образует приграбеновые ступени. Поперечными сбросами $f_4, f_5, f_6, f_7, f_8, f_9$ значительной амплитуды разделено на 11 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, которые прослеживаются по всем отражающим горизонтам.

По III отражающему горизонту представляет собой структуру размерами 6,0x0,75км, амплитудой 400м по оконтуривающей изогипсе -700м.

Пробуренными разведочными скважинами подтвержден только сброс f_2 , который подсечен в скважине 2. Остальные разрывные нарушения установлены только по данным сейсмических исследований.

Юго-западное крыло является самым приподнятым и характеризуется на большей части площади моноклиналильным строением слагающих его отложений. Крыло имеет вид полукупола, обращенного выпуклой стороной к юго-западу. На севере ограничено поперечным сбросом крыла, на востоке - сбросом грабена.

Юго-западное крыло имеет непосредственную связь с западным крылом поднятия Кырыкмерген. Свод крыла сложен средней юрой.

В восточной части крыла протягивается выклинивающаяся полоска нижнего неокома, далее породы нижнего неокома, и юры средней через сброс контактируют с отложениями апта и альба. Амплитуда этого сброса по подошве неокома 100м, угол падения - 50° . В сводовой части крыла имеется приграбеновая ступень, сложенная альб-сеноманом. Простираение пород, слагающих юго-западное крыло, северо-западное. По III отражающему горизонту по оконтуривающей изогипсе – 500м размеры структуры 4 x 1,5 км, амплитуда 300м, по V отражающему горизонту размеры структуры и амплитуды сохраняются.

Юго-западное приподнятое крыло, в своде которого выходят отложения средней юры, является замкнутой структурой, ограниченной с северо-востока основным сбросом грабена. От северо-западного крыла отделено поперечными сбросами.

По III отражающему горизонту представляет собой полусвод размерами 3,0x1,0км, амплитудой 175м по оконтуривающей изогипсе -200м.

Северо-восточное крыло приподнято относительно юго-восточного крыла и ограничено «клинообразным» сбросом. С юго-запада и запада ограничено сбросом, переходящим в северном направлении в потерю корреляции (по отражающему горизонту V) связанной с контактом отложений пермтриаса, юры и мела. В своде крыла обнажаются сантонские отложения, сменяющиеся на погружении кампанскими и маастрихтскими отложениями. Размеры крыла по отражающему горизонту III в пределах изогипсы – 1350м составляют 5 x 2,5 км, амплитуда – 750м.

Северо-восточное крыло, в своде которого на поверхность выходят отложения верхнего мела, является полузамкнутой небольшой структурой ограниченной с юго-запада сбросом.

По III отражающему горизонту представляет собой структуру размерами 1,0x0,25км, амплитудой 100м по оконтуривающей изогипсе -350м.

Юго-восточное крыло является наиболее опущенным и в юго-восточном направлении переходит в глубокую палеогеновую мульду.

На юге соляное ядро купола Каскырбулак Южный соединяется с ядром купола Кырыкмерген соляным перешейком субмеридионального направления, восточный склон которого крутой, а западный – пологий. Юго-восточное крыло с запада по III отражающему горизонту контактирует с солью, на севере переходит в потерю корреляции, связанную со сбросом. Крыло осложнено поперечным сбросом амплитудой 80 м.

На севере крыло по III и V отражающим горизонтам контактирует с солью. По III отражающему горизонту размеры структуры примыкания в своде крыла по изогипсе – 2200м - 4 x1 км.

В юго-восточном направлении крыло переходит в глубокую палеогеновую мульду.

Юго-восточное крыло, в своде которого выходят отложения кампана, сменяющиеся вниз по падению более молодыми отложениями верхнего мела, является замкнутой структурой, ограниченной с северо-востока основным сбросом грабена. От юго-западного крыла отделено поперечным сбросом.

По III отражающему горизонту представляет собой полусвод размерами 5,5x0,5км, амплитудой 175м по оконтуривающей изогипсе -225м.

Интерес в нефтегазоносном отношении представляет северо-западное крыло, к которому приурочено месторождение Каскырбулак Южный.

Таблица 2.1.2.1 - Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	На дату проектирования			
	Горизонты			
	al-1	g-1	Ю-1	Ю-2
1	2	3	4	5
Средняя глубина залегания, м	530	580	630	670
ВНК, м	552,5 (2 бл)	589(2бл)	-	-
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	1407,5	569	361,7	324,8
Средняя общая толщина коллектора, м	28,6	14	18,0	35,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,6	6,4	3,4	6,0
Пористость, доли ед.	0,315	0,306	0,236	0,302
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,737	0,801	0,582	0,635
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²	0,465	0,651		
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	475			
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,399	0,576	0,236	0,662
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6,6	4,2	5,0	10,0
Пластовая температура, °С	0,186		-	-
Пластовое давление, атм	45,04	-	34,9	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,9158	0,9362	-	0,9028
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09	1,09	1,09	1,09
Содержание в нефти серы, %	0,41	0,80	-	0,52
Содержание в нефти парафина, %	1,53	1,97	-	1,51
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	0,117	-	-	-

В таблице 2.1.2.1. приведена геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов **al-1, g-1, Ю-1, Ю-2** по результатам Оперативного подсчета запасов нефти и газа по состоянию на 01.10.2006 г по результатам бурения скважин 2,3,4,7.

2.1.3. Нефтеносность

На территории месторождения и прилегающих к нему территориях выявлены и находятся в различной стадии эксплуатации нефтяные месторождения – Кульсары, Мунайлы, Биикжал. Нефтеносными являются нижнемеловые, верхне-, среднеюрские и пермтриасовые отложения. На структурах Майбулак, Улькентобе, Ушкан при разведке получены признаки и слабые притоки нефти в отложениях апта и альба.

Впервые незначительные признаки нефтегазоносности на структуре Каскырбулак отмечены в отдельных скважинах (К-3, К-7, К-9, К-10, К-12, К-18) в виде насыщенности и пропитанности пород верхнего и нижнего мела, средней юры.

На северо-западном крыле структуры Каскырбулак Южный всего пробурено 9 скважин, из них :8 разведочных скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 13 в 2004-2005гг. и одна оценочная скважина Р-14 - в 2024-2025гг, которая находится в испытании. В 5 скважинах (2, 3, 4, 7, Р-14) по комплексу ГИС были выделены нефтеносные горизонты в отложениях нижнего мела (альбский и готеривский) и 2 горизонта в средней юре (Ю-1 и Ю-2).

Продуктивность выделенных горизонтов доказана опробованием и получением притоков нефти.

Стратиграфически горизонты приурочены:

Горизонт al-1 к альбскому ярусу нижнего мела;

Горизонт g-1 к готеривскому ярусу нижнего мела;

Горизонты Ю-1 и Ю-2 – к байосским отложениям средней юры.

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен ОПЗ, запасы посчитаны по нижнемеловым (K_{1al} , K_{1g}) и среднеюрским($Ю-I+II$) отложениям. Запасы утверждены протоколом ГКЗ № 548-06-П в 2006г./10/

Всего по месторождению извлекаемые запасы составили:

Остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: C_1 - 1769тыс.т, C_2 -1624 тыс.т.

- извлекаемые по категориям: C_1 -349, 7тыс.т, C_2 -324,8тыс.т.

2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Ниже приводится характеристика нефтегазоносности каждой залежи в отдельности, обоснование водонефтяных контактов.

Нижнемеловые отложения

По нижнемеловым отложениям крыло представляет вытянутую структуру с юго-запада на северо-восток. С юго-востока, востока и северо-востока структура ограничена основным сбросом.

С юго-запада, запада и северо-запада структура осложнена серией продольных сбросов, которые образуют ступеньки, а в направлении с юго-запада на северо-восток разбита поперечными сбросами на 11 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, которые прослеживаются по всем отражающим горизонтам (рис.2.2.1, граф.прил. 3,4).

Бурением изучены I, II, V, IX и X блоки.

Нижнемеловой горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. Нефтеносными являются горизонты al-1, g-1.

Альбский горизонт al-1. Стратиграфически горизонт приурочен к альбскому ярусу нижнего мела возраст которого доказан результатами палинологического анализа керна.

Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла.

Литологически горизонт представлен чередованием кварцевых, алевритисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков. Песчаные пропластки хорошо пропитаны нефтью.

По данным ГИС коллекторы нефтенасыщены в I, II, III и V блоках, в IX блоке – водонасыщены, в X блоке замещены. В блоке IV предположительно нефтенасыщен по аналогии с блоками I, II, III и V.

Горизонт выражен 1-7 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности 0,399 д.ед, расчлененности -6,6.

Общая толщина горизонта меняется от 27 м (скв. 5) до 35 м (скв. 6) при средней - 31,5 м, нефтенасыщенная от 2 м (скв. 3) до 15,5 м (скв. 7) при средней -8,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов по горизонту определялись по керну и по ГИС.

ФЕС по керну определены по 6 образцам по скважине 7. Открытая пористость изменяется от 24,43 до 38,95% и в среднем составляет -32,51%. Проницаемость определена только по газу и изменяется от 34,78 до 1245,16мД при среднем значении 465,52мД, насыщенность по нефти 0,32д.ед., по воде 0,283д.ед.

По ГИС средневзвешенный коэффициент пористости – 0,315д.ед, нефтенасыщенности – 0,737 д.ед.

Проницаемость по данным гидродинамических исследований колеблется в пределах от 71 до 878 мД, при среднем составляет 475 мД.

Блок I. В пределах блока пробурены 2 разведочные скважины 2, 7 в 2004-2005 гг и скважина Р-14 в 2024-2025 гг, по ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Блок считается полностью нефтеносным, так как по ГИС коллекторы до нижней отметки горизонта нефтенасыщены и при опробовании вода не получена.

Отметка кровли коллектора в своде минус 440 м. Максимальная отметка нефти по ГИС в скважине 2 минус 582,6 м, но так как скважин по падению горизонта нет, то условно принимается, что горизонт в пределах блока полностью нефтенасыщен до отметки минус 600 м. Высота залежи составляет -17,4 м, размер залежи 0,57х1,2 км.

Продуктивность доказана опробованием горизонта в скважинах 2, 7, Р-14 и получением безводных притоков нефти дебитами 4 м³/сут, 7 м³/сут и 13 м³/сут, соответственно.

Общая толщина изменяется от 32,1 (скв.2) до 34 (скв.7) при среднем значении -33 м, эффективная нефтенасыщенная от 14,6 м (скв.2) до 15,5 м (скв.7.) при среднем -15 м.

Горизонт представлен от 2 (скв.2) до 7 (скв.7) пропластков-коллекторов и характеризуется песчаностью 0,455-0,456 д.ед., расчлененностью 4-15 соответственно.

По ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,286 до 0,35 д.ед по скважине 2 и от 0,21 до 0,327 д.ед по скважине 7, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,687 до 0,754 д.ед по скв. 2 и от 0,612 до 0,867 д.ед по скважине 7. В пределах блока на границе запасов категории С1/С2 пробурена одна оценочная скважина Р-14. По ГИС продуктивный горизонт выделен в интервале 542,4–575,4 м, представленный алевритисто-глинистым песчаником с низкими коллекторскими свойствами, а также высокопористым (31-39%), слабосцементированным песчаником и алевролитом, глинистостью 13-27%, имеются пропластки глин и уплотненных пород.

Продуктивность доказана опробованием скважины Р-14 в интервале 542-570 м и получением притока нефти дебитом 13 м³/сут с водой. По результатам выполненного комплекса ГИС неоднородный нефтенасыщенный горизонт мелового возраста, выделен в интервале 542,4–575,4 м ниже вода. Представлен высокопористым (31-39%), слабосцементированным песчаником и алевролитом, глинистостью 13-27%, имеются пропластки глин и уплотненных пород. Отмечается выраженное понижающее проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, характерное для продуктивного пласта (УЭС – 8,6-11 Омм). Нефтенасыщенность меняется в пределах 59-82%. Интервалы 519,2-520,3 м и 589-590,6 м сложены алевритисто-глинистыми разностями с ухудшенными коллекторскими свойствами. ФЕС коллекторов по керну не изучены. По комплексу ГИС

коэффициент пористости изменяется от 0,31 до 0,39 д.ед, нефтенасыщенности от 0,59 до 0,82 д.ед.

Площадь нефтеносности I блока составляет по категории C_1 – 608,8 тыс.м², по C_2 – 99,6 тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. В пределах блока пробурена одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине 3 в интервале 505-565м коллекторы нефтеводонасыщенные и литологически представлены неравномерным чередованием пропластков глин и нефтенасыщенных алевролитисто-глинистых разностей с ухудшенными коллекторскими свойствами. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают интервалы 552-554 и 505,5-511 м.

Отметка кровли коллектора в своде минус 480 м, максимальная на контуре нефтеносности минус 552,5м, высота залежи 72,5м, размеры 0,85х0,25км.

Продуктивность доказана опробованием скважины 3 интервала 558-552м, получен дебит безводной нефти.

Общая толщина горизонта равна 31м, нефтенасыщенная - 2м, водонасыщенная 1м.

По ГИС коэффициент пористости для нефтенасыщенной части - 0,309, а для водонасыщенной - 0,34 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,778 д.ед.

Горизонт представлен 2 пропластками-коллекторами и характеризуется песчаностью – 0,097 д.ед, расчлененностью – 4м.

Площадь нефтеносности категории C_1 – 69,5 тыс.м², в том числе нефтяная – 58,2 тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

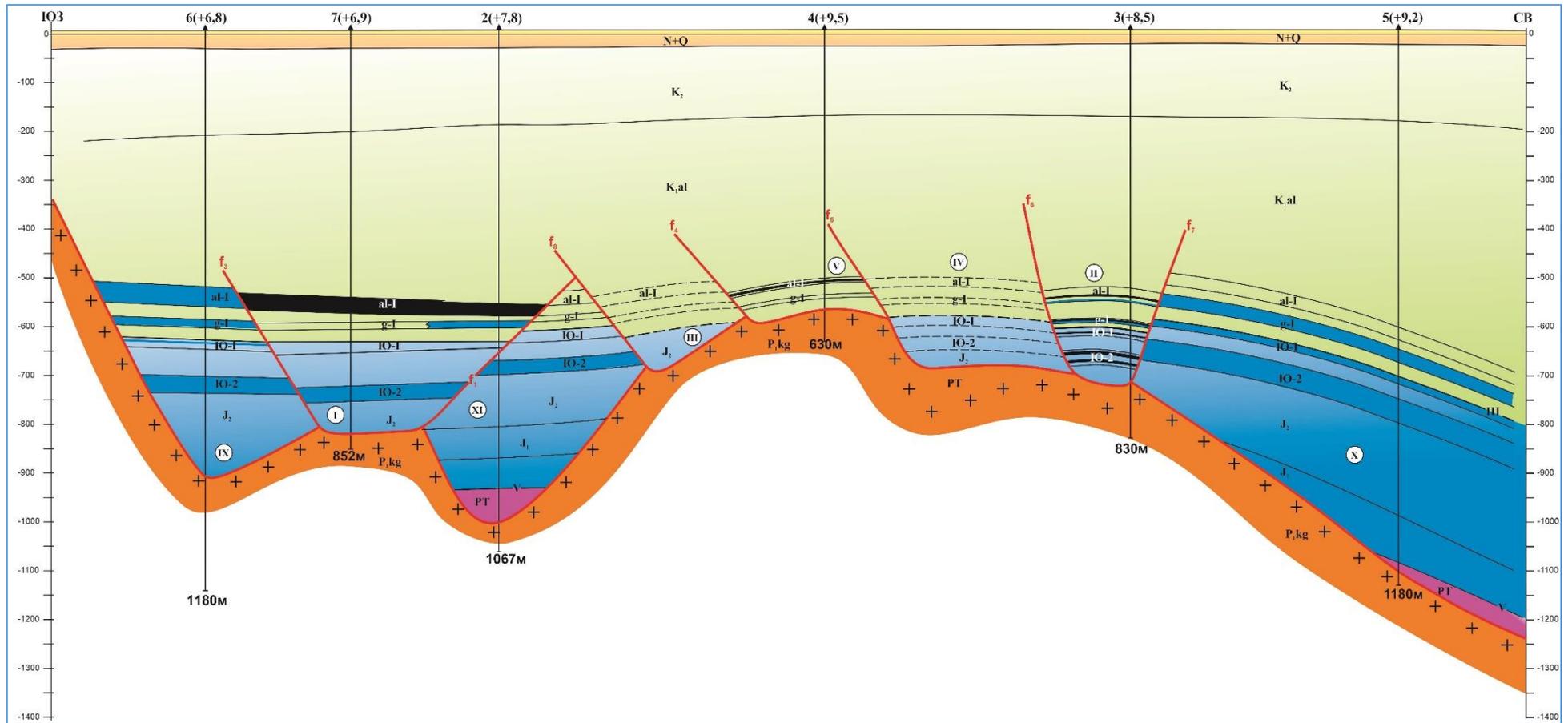


Рис.2.2.1. Геологический профиль через скважины 6-7-2-4-3-5

Блок IV. Блок бурением не изучен и нефтенасыщенные коллекторы выделены условно по аналогии с блоками I, V, II.

Отметка кровли горизонта в своде блока IV минус 480м, максимальная минус 560м, высота залежи – 80м, размеры залежи – 0,65х0,25км. Площадь нефтеносности 148,6тыс.м².

Залежи обоих блоков относятся к пластовым, сводовым, тектонически экранированным.

Блок V. В пределах блока пробурена одна разведочная скважина 4. По ГИС продуктивный горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков-коллекторов в интервале 510,4-516м, представленный алевритисто-глинистым песчаником с низкими коллекторскими свойствами.

ФЕС коллекторов по керну не изучены, так как керн отобран из глинистой части горизонта. По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,271 до 0,3д.ед, нефтенасыщенности от 0,579 до 0,609д.ед.

Отметка кровли коллектора в своде минус 500м, максимальная минус 560м, высота залежи – 60м, размер 0,2х0,45км.

Общая толщина горизонта по скважине 4 составляет 10 м, нефтенасыщенная – 2,4м.

Горизонт характеризуется песчаностью – 0,24д.ед, расчлененностью – 5.

Продуктивность доказана опробованием интервалов 503-507м, 510-516м. Интервал 503-507м попадает в глинистую часть разреза, а продуктивным является второй интервал, где получен слабый приток безводной нефти дебитом 0,2м³/сут.

Площадь нефтеносности V блока составляет по категории C₁ – 27,8тыс.м², по C₂ – 79,8тыс.м².

Анализ распределения нефтенасыщенных толщин по площади горизонта показывает, что блок I обладает наибольшей мощностью, блоки II, IV наименьшей.

ФЕС коллекторов по керну изучены только по одной скважине в пределах одного блока. По ГИС коэффициенты пористости и нефтенасыщенности 0,35д.ед, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,579 до 0,867д.ед, но так как в пределах блоков пробурено по 1-2 скважины, то средневзвешанные значения параметров определены в целом по горизонту.

Готеривский горизонт g-1. Стратиграфически горизонт приурочен к готеривскому ярусу нижнего мела, что доказано данными палинологического анализа керна.

Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла.

Литологически горизонт представлен чередованием алевритисто-глинистых и полевошпатово-кварцевых песчаников серого цвета значительным содержанием пирита с карбонатным цементом, песков серого, мелкозернистого, сильного глинистого и рыхлого,

со значительным содержанием мелкокристаллического пирита. Порода полностью пропитана нефтью темно-коричневого цвета.

По данным ГИС нефтенасыщен только блок II. Блоки IV, III бурением не освещены, поэтому нефтеносность взята по аналогии с блоком II. В блоках IX, I, X коллекторы водонасыщены, а XI, VIII блоках замещены.

Блок II. В пределах блока пробурена только одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине 3 коллекторы нефтеводонасыщены.

При бурении в скважине отобран керн. С отбором керна проходка по продуктивному горизонту составила 17м, вынос керна – 6,82м, что составляет 40% от проходки.

По данным керна горизонт литологически представлен слабосцементированным алевритистым песчаником. Было проанализировано 4 образца керна. По данным анализов открытая пористость коллекторов изменяется от 34,1 до 39,06% и в среднем составляет 36,36%, насыщенность нефтью – 0,556д.ед, водой 0,218д.ед, проницаемость по воздуху – 651мД.

Отметка кровли коллектора в своде минус 540м, максимальная на контуре нефтеносности минус 589м, высота залежи 49м, размер 0,85x0,24км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 13м, нефтенасыщенная – 6,4м.

Горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков и 2-х водонасыщенных и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,649д.ед, расчлененности – 4.

Продуктивность доказана опробованием интервала 590,5-595м, из которого получен приток нефти с водой.

ФЕС коллекторов определялись по керну и по ГИС. По керну открытая пористость – 0,363д.ед, насыщенностью нефтью – 0,556д.ед, водой – 0,218д.ед, проницаемостью по газу – 651мД.

По ГИС средневзвешанный коэффициент пористости изменяется от 0,315 до 0,37д.ед, нефтенасыщенности от 0,793 до 0,820д.ед.

Площадь нефтеносности по категории C_1 составляет 75,1тыс.м².

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, водоплавающая, тектонически экранированная.

Блок IV. В пределах блока скважин пробуренных нет. Нефтеносность выделена по аналогии с рядом расположенным блоком II.

Площадь нефтеносности – 132тыс.м², запасы по категории C_2 .

Блок X с юга ограничен сбросом f_7 , с юго-востока - основным сбросом F , с северо-запада сбросом f_1 , и с севера оконтурен условным контуром нефтеносности.

Горизонт вскрыт в одной скважине 5, в которой коллектора по ГИС водонасыщены.

Отметка кровли коллектора в своде минус 520м, максимальная на контуре нефтеносности минус 589м, высота залежи – 9м, размер – 0,85х0,24км. Керном блок не освещен.

Общая толщина горизонта составляет 19м, эффективная – 16,7, в том числе водонасыщенная – 16,7м.

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,879д.ед, расчлененности – 4.

Коэффициент пористости по ГИС изменяется от 0,28 до 0,292д.ед.

Площадь нефтеносности составляет 212тыс.м². Запасы отнесены к категории С₂.

Залежь относится к типу пластовых, сводовых, тектонических экранированных.

Вывести закономерности в распределении толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади не представляется возможным из-за блочного строения и малого количества пробуренных скважин.

Анализ средних толщин по горизонтам указывает, что альбский горизонт обладает большей общей, эффективной, нефтенасыщенной, водонасыщенной толщинами по сравнению с готеривским. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по альбскому горизонту выше и составляет 0,315д.ед, по готеривскому – 0,305д.ед, нефтенасыщенности, наоборот, выше по готеривскому горизонту и составляет 0,801д.ед, против 0,737д.ед по нижнеальбскому.

Среднеюрские отложения

В среднеюрских отложениях в пределах крыла выявлены два продуктивных горизонта. Конфигурация крыла, как и в меловых горизонтах, представляет вытянутую структуру с юго-запада на северо-восток и с юго-востока ограничено приграбеновым основным сбросом F.

Крыло от юго-запада до северо-востока разбито поперечными сбросами f₄, f₅, f₆, f₇, f₈ на 10 блоков - I, II, III, IV, VI, VII, VIII, IX, X, XI. Блок V в районе скважины 4 через основной сброс f контактирует соль, поэтому блок V срезан солью.

Среднеюрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами. Нефтеносными являются горизонты Ю-1, Ю-2. Бурением освещены I, II, IX, X блоки. По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены только в пределах II блока.

Среднеюрский горизонт Ю-1. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. По ГИС горизонт нефтенасыщен в скважине 3, блок II, водонасыщен в скважинах 2,5,6 (блоки X, XI).

Горизонт керном не освещен, но исследованы пробы грунтов, отобранных боковым грунтоносом и шлама. Литологически горизонт представлен глинистым, кварцевым мелкозернистым песком, слабонефтенасыщенным, со слабым запахом нефти, люминесцирует желтым цветом. В шламах глина известковистая, темно-серая, твердая, размывается водой, плотная. Песок серый, полимиктовый, среднезернистый, с включением битумоидов.

Блок II. В пределах блока пробурена одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине коллектора нефтенасыщенные. Блок ограничен сбросами с юга f_6 , с севера f_7 , востока основным сбросом F, с запада приграбеновым сбросом f_1 .

Отметка кровли коллектора в своде минус 560 м, максимальная на отметке минус 620м, высота залежи 60м, размеры 0,63 x 0,25 км.

Общая толщина горизонта - 20м, эффективная и нефтенасыщенная -3,4 м.

Горизонт состоит из 3-х пропластков- коллекторов и характеризуется коэффициентом песчаности -0,170 д.ед, расчлененности-3.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт испытан совместно с Ю-2 горизонтом. При испытании получен приток безводной нефти дебитом 2,6 м³/сут.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС. Коэффициент пористости изменяется от 0,319 до 0,348 д. ед, нефтенасыщенности - от 0,545 до 0,628 д.ед .

Площадь нефтеносности – 139,6тыс. м², в т.ч. категории C₁-78,2тыс. м², C₂-61,4тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок IV бурением не изучен. Нефтенасыщенность принята условно, т.к. рядом расположенный блок продуктивен

Залежь треугольной формы, ограниченная с севера сбросом f_6 , с запада сбросом f_1 , с востока основным сбросом F.

Отметка кровли коллектора в своде минус 520 м, максимальная на отметке минус 540м, высота залежи 20м, размеры 0,15 x 0,5 км.

Площадь нефтеносности -61тыс. м². Запасы нефти отнесены к категории C₂.

Блок X. В блоке пробурена скважина 5. По ГИС коллектор в скважине водонасыщен. Блок с юга ограничен сбросом f_7 , с юго-востока - основным сбросом F, с северо-запада сбросом f_1 , и с севера оконтурен условным контуром нефтеносности.

Отметка кровли коллектора в своде минус 560 м, максимальная на условном ВНК на отметке минус 630,5м, высота залежи 70,5м, размеры 0,35 x 0,7км.

Общая толщина горизонта -13м, эффективная -6,5м, водонасыщенная 6,5м

Горизонт представлен 2 пропластками – коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,5д.ед, расчлененностью -2.

По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,26 до 0,265д.ед.

Площадь нефтеносности составляет -161 тыс. м², запасы нефти отнесены к категории С₂.

Средневзвешенные значения коэффициента пористости и нефтенасыщенности определены в целом по горизонту и составляют: пористости -0,236д.ед, нефтеносности - 0,582д.ед.

Среднеюрский горизонт Ю-2. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. Нефтенасыщенным оказался горизонт только в одной скважине 3. В остальных скважинах горизонт водонасыщен.

Горизонт керном не освещен, но исследована проба грунта, отобранная боковым грунтоносом. Литологически горизонт представлен алевролитом серым, тонкозернистым, на карбонатно-глинистом цементе, люминесцирует светло-коричневым цветом и песком буровато-серым, мелко- и среднезернистым, с признаками присутствия остаточной нефти - в виде микропятен в шламе, со слабым запахом нефти.

Блок II. Горизонт вскрыт в одной скважине 3. По ГИС коллектора в скважине нефтенасыщенны.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт опробован в интервалах 699-694м, 675,5-671м совместно с Ю-1. Получен приток безводной нефти.

Залежь представляет собой замкнутый участок, ограниченный с юга сбросом f_6 , с юго-востока основным сбросом F , с севера сбросом f_7 , с запада приграбеновым сбросом f_1 .

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на отметке минус 680м, высота залежи 80м, размер залежи 0,62 x 0,3 км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 34м, нефтенасыщенная -6 м.

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности -0,176д.ед, расчлененностью -5.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС и составляют: коэффициент пористости от 0,272 до 0,381д.ед, нефтенасыщенности от 0,551 до 0,765д.ед.

Площадь нефтеносности запасов категории C_1 -78,2тыс.м², C_2 -61,4тыс.м².

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок IV. В пределах блока пробуренных скважин нет. Нефтеносность горизонта принята по аналогии с блоком II.

Залежь представляет собой треугольник ограниченный с севера сбросом f_6 , с востока основным сбросом F , с запада f_1 .

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на отметке минус 620м, высота залежи 20м, размер залежи 0,62 x 0,3 км.

Нефтенасыщенная толщина принята как половина значения по скважине 3.

Площадь нефтеносности -55,2тыс.м², запасы категории C_2 .

Блок X. В блоке пробурена скважина 5. По ГИС коллектора в скважине водонасыщенны.

Залежь с 3х сторон ограничена сбросами. С юга ограничена сбросом f_7 , с юго-востока основным сбросом F , с северо-запада сбросом f_1 , а с севера оконтурена условным контуром нефтеносности.

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на контуре нефтеносности минус 690,5м, высота залежи 90,5м, размеры 0,3 x 0,4 км.

Нефтенасыщенная толщина принята как половина значения по скважине 3.

Площадь нефтеносности составляет 130тыс.м², запасы нефти отнесены к категории C_2 .

Вывести закономерности в распределении толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади горизонтов Ю-1, Ю-2 не представляется возможным из-за блочного строения и малого количества пробуренных скважин.

Анализ толщин по горизонтам указывает, что Ю-2 горизонт обладает большей общей, эффективной, нефтенасыщенной, водонасыщенной толщинами по сравнению с Ю-1. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по Ю-2 горизонту выше и составляет - 0,302д.ед, а по Ю-1 горизонту 0,236д.ед; нефтенасыщенность также по Ю-2 выше и составляет -0,635д.ед против -0,582д.ед по Ю-1 горизонту.

Анализ толщин по стратиграфическим комплексам показывает, что среднеюрские продуктивные горизонты обладают большими эффективными и водонасыщенными толщинами по сравнению с нижнемеловыми, а нефтенасыщенные толщины наоборот по нижнемеловым выше чем по среднеюрским.

Средневзвешенный коэффициент пористости по нижнемеловым горизонтам 0,315(а1-1) -0,306 (g-1) по среднеюрским горизонтам 0,236 (Ю-1)- 0,302д.ед(Ю-2), т. е. по нижнемеловым выше по сравнению с среднеюрскими.

Коэффициент нефтенасыщенности по нижнемеловым горизонтам также выше среднеюрских горизонтов.

Характеристика толщин пластов и неоднородности приведены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Характеристика толщин пластов и показатели неоднородности

Горизонт	№ скв.	Общая толщина а, м	Эффективная толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Водонасыщенная, м	Расчлененность	Песчанность
аI-1				Блок I			
	2	32,1	14,6	14,6		4,0	0,455
	7	34,0	15,5	15,5		15,0	0,456
	P-14	28	17	17		-	-
					Блок II		
	3	31,0	3,0	2,0	1,0	4,0	0,097
					Блок V		
	4	10,0	2,4	2,4		5,0	0,240
				Блок IX			
	6	36,1	26,9		26,9	5,0	0,745
среднее аI-1		36,1	22,7	12,18	25,1	6,6	0,399
g-1				Блок I			
	2	12,0	6,2		6,2	2,0	0,517
				Блок II			
	3	13,0	10,4	6,4	4,0	8,0	0,800
				Блок IX			
	6	12,0	1,3		1,3	3,0	0,108
				Блок X			
	5	19,0	16,7		16,7	4,0	0,879
среднее g-1		14,0	8,6	6,4	7,0	4,2	0,576
Ю-I				Блок II			
	3	20,0	3,4	3,4		7,0	0,170
				Блок IX			
	6	21,0	0,8		0,8	3,0	0,038
				Блок X			
	5	13,0	6,5			5,0	0,500
среднее Ю-I		18,0	3,5	3,4	0,8	5,0	0,236
Ю-2				Блок I			
	7	32,2	25,5		25,5	10,0	0,792
				Блок II			
	3	34,0	6,0	6,0	0,0	11,0	0,176
				Блок IX			
	6	34,0	28,1	0,0	28,1	7,0	0,826
				Блок XI			
	2	32,0	31,4		31,4	2,0	0,981
				Блок X			
	5	44,0	23,5		23,5	20,0	0,534
среднее Ю-2		35,2	22,9	6,0	27,1	10,0	0,662

Таблица 2.2.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонта

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6
горизонт а1-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	1	-
	Кол-во определений, шт.	6	6	6	-
	Среднее значение	0,465	0,325	0,32	-
	Коэффициент вариации				-
	Интервал изменения	0,347-0,1245	0,268-0,418	0,131-0,697	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1	1	-
	Кол-во определений, шт.	8	8	8	-
	Среднее значение		0.315	0.737	-
	Коэффициент вариации				-
	Интервал изменения		0,21-0,35		-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	2	-	-	-
	Среднее значение	0,475	-	-	-
	Коэффициент вариации		-	-	-
	Интервал изменения	0,708-0,878	-	-	-
горизонт g-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	1	
	Кол-во определений, шт.	4	4	4	
	Среднее значение	0,651	0,363	0,556	
	Коэффициент вариации				
	Интервал изменения		0,341-0,39	0,373-0,82	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1	
	Кол-во определений, шт.		4	2	
	Среднее значение		0.306	0.801	
	Коэффициент вариации				
	Интервал изменения		0,315-0,37	0,793-0,82	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
горизонт Ю-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1	
	Кол-во определений, шт.		3	2	
	Среднее значение		0.236	0.582	
	Коэффициент вариации				

	Интервал изменения		0,319- 0,348	0,545- 0,628	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
горизонт Ю-2					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1	
	Кол-во определений, шт.		5	4	
	Среднее значение		0,302	0,635	
	Коэффициент вариации				
	Интервал изменения		0,272- 0,381	0,551- 0,765	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Водонефтяные контакты.

Залежь а1-1.

I блок. В пределах блока 2 скважины 2, 7, в которых по ГИС горизонт полностью нефтенасыщен. Нижняя отметка нефти в скважине 2 минус 582,6м, в скважине 7 минус 569,4м.

По данным опробования нижняя отметка получения нефти по скважине 2 соответствует нижней отметки нефти по ГИС, а в скважине 2 нижняя отметка получения нефти 568,1м. Горизонт по данным ОПЗ, 2006г был принят полностью нефтенасыщенным.

По ГИС в скважине Р-14 нижняя отметка нефти минус 575,4 м, ниже по ГИС разрез водонасыщен. И в процессе опробования был получен приток нефти с водой.

То есть необходимо в будущем пересмотреть данные по ВНК в **I блоке**.

Блок II. Горизонт по ГИС нефтенасыщен в одной скважине 3. Нижняя отметка нефти минус 545,5м, а высокая отметка воды минус 555,5м.

При опробовании нижняя отметка получения минус 549,5м.

Контур нефтеносности принят на отметке минус 552,5м как среднее значение между нижней отметкой получения нефти -549,5м и высокой отметкой воды -555,5м.

II блок. По ГИС в скважине 3 нижняя отметка нефти минус 630,5м. При опробовании нижняя отметка получения безводного притока нефти минус 628,5м. Условный контур нефтеносности принимается по нижней отметке нефти по ГИС минус 630,5м.

В **V блоке** пробурена скважина 4, в которой по ГИС горизонт полностью нефтенасыщен. Контакт нефть-вода не подсечен. В разрезе в пределах продуктивного горизонта водонасыщенные коллекторы отсутствуют. По ГИС нижняя отметка нефти минус 505,6м, нижняя отметка получения безводного притока нефти минус 506м. Так как в разрезе скважины вода отсутствует при опробовании и не выделена по ГИС, горизонт принимается полностью нефтенасыщенным.

Залежь g-1.

В **блоке II** пробурена в пределах контура нефтеносности скважина 3. По комплексу ГИС в скважине установлен прямой контакт нефть-вода на отметке минус 589м, который и принимался для подсчета запасов.

Горизонт Ю-1.

II блок. По ГИС в скважине 3 нижняя отметка нефти минус 630,5м. При опробовании нижняя отметка получения безводного притока нефти минус 628,5м.

Горизонт Ю-II.

II блок. В скважине 3 нижняя отметка нефти по ГИС минус 690,2м и нижняя отметка получения притока безводной нефти минус 690,5м. Блок полностью нефтеносен.

Обоснование водонефтяных контактов по горизонтам, блокам приведено в таблице 2.2.3.

Обоснование водонефтяных контактов по горизонтам и блокам

Гори-зонт	Блок	Скважина	Нижняя отметка нефти по ГИС, м (абс.отм.)	Нижняя отметка получения нефти, м	Высокое положение воды по ГИС, м	Высокая отметка получения воды, м	Принятое положение ВНК, м (абс.отм.)	Примечание
al-1	I	2	-582,6	-582,2	-	-		По данным ГИС в скважинах 2, 7 ВНК не установлен, в скважине Р-14 ниже 575,4 – вода.
		7	-569,4	-568,1	-	-		
	Р-14	-575,4	-570	-	-			
	II	3	-545,5	-549,5	-555,5	-	ВНК-552,5м	ВНК принят по ГИС как среднее значение между нижней отметкой -549,5м и высокой отметкой воды -555,5м
	V	4	-505,6	-505,6	-	-		По данным ГИС в скважине 4 ВНК не установлен
g-1	II	3	-589	-586,5	-589	-	ВНК-589м	ВНК подсечен по ГИС -589м
Ю-1	II	3	-630,5	-628,5	-	-		Блок полностью нефтенасыщен
Ю-2	II	3	-690,2	-690,5	-	-		Блок полностью нефтенасыщен

2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

2.3.1 Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

Пробы нефти в поверхностных условиях отобраны из нижнемеловых и юрских горизонтов.

Пробы отбирались на устье скважины в период испытания. В 2005 г. исследования проб производилось в аналитическом центре ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау.

В 2024 году одна проба отобранной из скважины Р-14 анализирована в лаборатории ТОО КазНИГРИ. В ходе исследования нефти определены следующие параметры: плотность при 20⁰С, кинематическая вязкость при различных температурах, массовая концентрация хлористых солей, воды, механических примесей, парафина, температура плавления парафина, а также содержание серы, молекулярного веса, кислотного числа, фракционный состав, групповой состав с получением масел и асфальто-смолистых веществ, температура застывания, температура вспышки в закрытом и открытом тигле, зольность, коксуемость, а также массовая доля сероводорода, метил и этилмеркаптанов, тяжелых металлов.

Всего отобрано и проанализировано 10 проб, в том числе по горизонтам а1-1 – 7 проб (I блоку – 6 анализов по 3 скважинам, II блоку – 1 анализ по скв. 3 и V блоку – 1 анализ по скв. 4), g-1 – 1 проба (скв. 3), Ю-2 – 1 проба (скв. 3). По горизонту Ю-1 пробы не отбирались.

По пробам, отобранным в поверхностных условиях, были определены:

Физические свойства – плотность, кинематическая вязкость, температура застывания, вспышки, кипения, температура плавления парафина;

Химические – содержание серы, парафина, асфальтенов и смол;

Фракционный состав;

Групповой углеводородный состав.

Результаты анализов нефти в поверхностных условиях по скважинам, горизонтам приведены в табл. 2.3.1.

Альбский горизонт а1-1. Физико-химические свойства изучены по 8 пробам из скважин 2, 3, 4, 7, Р-14, расположенных в пределах блоков I, II, V.

Блок I. В пределах блока отобрано и изучено 6 поверхностных проб нефти по скважинам 2, 7, Р-14.

Плотность нефти по горизонту в стандартных условиях изменяется от 0,9140 до 0,9352г/см³, при среднем значении – 0,9290г/см³.

Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 1059,27 мм²/с, а при 50⁰С 191,34 мм²/с, то есть с увеличением температуры вязкость уменьшается.

Из химических элементов определено содержание серы, парафина и кокса. Содержание серы изменяется от 0,6 до 0,82%мас. и в среднем составляет 0,68%мас., парафина – 2,02%мас., кокса – 4,18 %мас.

Из группового углеводородного состава определено содержание смол силикагелевых и асфальтенов, ароматических. В среднем содержание смол силикагелевых составляет 23,1 %мас., асфальтенов – 2,19 %мас, ароматических- 26,9%мас.

При разгонке нефти светлые фракции начинают выкипать при 100 и 150°C по единичным пробам, а свыше 200°C по всем пробам. Наибольшее количество выкипает керосиновых фракций до 25,3% обеим.

Нефть горизонта относится по плотности к тяжелым, по вязкости в стандартных условиях к высоковязким, по содержанию серы – сернистым, парафина – парафиновым, смол – высокосмолистым.

Блок II. В пределах блока отобрана и изучена одна поверхностная по скважине 3.

Плотность нефти по горизонту в стандартных условиях составляет 0,9184 г/см³, кинематическая вязкость определена только при 50°C и составляет 64,55мм²/с.

Из химических элементов определены сера, парафин, содержание которых составляет 0,07 и 17,76%мас. соответственно.

Из группового углеводородного состава определено содержание смол силикагелевых и асфальтенов. Смол силикагелевых содержится 21,63%мас., асфальтенов – 2,47%мас.

Фракционный состав нефти не определен.

Нефть горизонта относится по плотности к тяжелым, по вязкости при 50°C к высоковязким, по содержанию серы – малосернистым парафина – парафиновым, смол – высокосмолистым.

Блок V. Свойства нефти определены по 1 пробе из скважины 4. Нефть характеризуется плотностью в стандартных условиях 0,9011г/см³, кинематической вязкостью при 20°C – 155,9мм²/с, а при 50°C – 32,1мм²/с. По содержанию серы относится к малосернистым (0,52%мас.), малопарафиновым (1,14%мас.), смолистым 14,5%мас. Температура кипения 98°C и наибольшее количество светлых фракций выкипает при 300°C в количестве 65% объема.

Готеривский горизонт g-1. По горизонту отобрана одна проба из скважины 3 **блока II.** По результатам анализа плотность нефти – 0,9362г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 2019,6мм²/с, при 50°C – 234,16мм²/с.

Нефть содержит серы 0,80%мас., парафина 1,97%мас., кокса 2,93%мас., силикагелевых смол 26%, асфальтенов 2,94%. Выход светлых фракций, выкипающих до

300°C в пробе нефти составляет 22% объема, температура застывания -18°C, вспышки – 95°C.

Нефть горизонта относится по плотности к тяжелым, по вязкости в стандартных условиях – к высоковязким, по содержанию серы – сернистым, парафина – парафиновым, высокосмолистым.

Юрский горизонт Ю-2. Горизонт изучен по 1 пробе из скважины 3, пробуренной во **II** блоке.

Плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,9028г/см³, кинематическая вязкость при 50°C – 151,31мм²/с.

Нефти по физическим свойствам относятся: по плотности – к тяжелым, по вязкости – к высоковязким. По химическим свойствам: по содержанию серы – малосернистым (0,52%), парафина – малопарафиновым (1,51%), смол селикагелевых – высокосмолистым (16,82%).

По месторождению пробы газа не отобраны из-за незначительного его содержания.

В нефтегазоносном отношении интерес представляют не охваченные бурением **III** и **IV** блоки, где юрско-меловые отложения залегают гипсометрически выше и определены в ОПЗ по категории С₂, и в которых необходимо уточнить строение для оценки перспективности.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№. №скважин	Интервал перфорации, м	Дата отбора пробы	Плотность в стандартных условиях, г/см ³	Содержание % масс			Группов. углеводов. состав. %масс			Содержание фракций объем %							Кинематическая вязкость			
				серы	кокса	парафина	ароматические	смолы селикагелевые	асфальтены	н.к	100	150	200	250	300	10°C	20°C	30°C		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
K_{1al}																				
2	573-590	15.04.05 г.	0,9140	0,76	-	1,2	-	21,20	2,32	54,0	4,0	9,0	11,5	16,0	38,0	-	396,76	-		
	573-590	14.05.05 г.	0,9292	0,64	3,75	1,66	-	22,09	3,16	183,0	-	-	3,0	13,0	26,0	-	1929,13	-		
	573-590	16.05.06 г.	0,9313	0,66	2,87	1,68	-	25,76	1,93	230,0	-	-	-	4,0	19,0	2984,3	1179,10	557,6	28	
7	544-575	16.05.06 г.	0,9324	0,60	2,91	1,97	-	27,04	2,00	210,0	-	-	-	7,0	21,0	-	1346,97	583,7	31	
	544-575	23.09.05 г.	0,9324	0,60		1,99	-	24,0	2,46		-	-	9,0	16,0	28,0	-	267,75	135,1	8	
P-14	542-572	24.10.24 г.	0,9352	0,82	7,19	3,60	26,90	18,60	1,29	245				2,0	20,0	-	1235,91	571,44	29	
Сред знач по I блоку			0,9290	0,68	4,18	2,02	26,9	23,1	2,19	184,4	4	9	7,8	9,7	25,3		1059,27	461,96	24	
3	552558	13.09.05 г.	0,9184	0,07		1,76	-	21,63	2,47		-	-	-	-	-	-	-	-		
Сред знач по II блоку			0,9184	0,07		1,76		21,63	2,47											
4	503507 510516	07.08.05 г.	0,9011	0,52	1,96	1,14	-	14,47	1,63	98,0	-	6,0	12,0	22,0	65,0	-	155,90	98,1	4	
Сред знач по V блоку			0,9011	0,52	1,96	1,14		14,47	1,63	98,0		6,0	12,0	22,0	65,0		155,90	98,1	4	
Сред по горизонту а1-1			0,9158	0,41	2,57	1,53	-	20,03	2,16	133,6	4	7,5	9,9	16,6	45,7	-	592,6	261,8	13	
K_{1g}																				
3	590,5-595	18.07.05г.	0,9362	0,80	2,93	1,97	-	26,00	2,94	220,0	-	-	-	6,0	22,0	-	2019,63	889,8	465,4	
Сред по горизонту g-1			0,9362	0,80	2,93	1,97	-	26,00	2,94	220,0	-	-	-	6,0	22,0	-	2019,63	889,8	465,4	

2.3.2. Физико-химические свойства пластовых вод

По геофизическим материалам в пробуренных скважинах водоносные горизонты встречены по всему разрезу. Региональное распространение имеют водоносные горизонты в юре.

На площади Улькентобе по результатам анализа вода, отобранная из интервала 305,5-326м из скважины S-1 (альбский горизонт), классифицируется гидрокарбонатно-натриевая, III класса с минерализацией 11,0 г/л, соленостью 1,05°Be, удельным весом 1,007г/см³, содержание хлора 5672, кальция – 240,5м.

На площади Биикжал в разрезе глубокой скважины №4 водоносные горизонты вскрыты в отложениях альба и неокома и среднеюрские.

Вода из альбского горизонта I класса гидрокарбонатно-натриевая, соленость 0,3°Be, минерализация 4,44-4,56 г/л, удельный вес 1,001 г/см³, содержание сульфатов 32,13:33,03, степень метаморфизации 1,54, 1,53.

В неокомских отложениях удельный вес воды меняется от 1,020 до 1,036 г/см³, степень минерализации – 44,59-76,97 г/л, метаморфизации – 0,88-0,92, содержание сульфатов – 1,07-2,73. Вода III класса хлор-кальциевого типа.

По результатам анализа вода, отобранная с глубины 298 м из скважины К-6 Биикжал (альб-сеноманский горизонт), классифицируется как III класса, гидрокарбонатно-натриевая с минерализацией 7,0 г/л, соленостью 0,44°Be, удельным весом 1,004 г/см³, содержание хлора 8000, кальция – 280.

Воды среднеюрских отложений по скважине 4 характеризуются плотностью 1,143г/см³, вязкостью при 64°С – 0,797спз, общей минерализацией – 181,8 г/л, соленостью – 18,2°Be, жесткостью – 440 экв/дм³. Содержание сульфат иона незначительное и составляет 0,05%экв. Из микрокомпонентов присутствуют йод в незначительном количестве и бром – 196мг/дм³. Вода характеризуется высоким содержанием щелочноземельных элементов, что определяет их метаморфозность. Концентрация водородных ионов составляет 5,3, что указывает на кислую среду.

На классификации Пальмера, воды соленые, жесткие III класса.

По классификации Сулина вода относится к хлоркальциевому типу хлоридной группы, натриевой подгруппы III классу.

По месторождению Каскырбулак Южный воды анализами не освещены, поэтому при определении насыщенности минерализация воды взята по аналогии с юрскими отложениями (181,8г/л, скв.4) месторождения Биикжал.

2.4. Физико-гидродинамические характеристики

Качество и полнота гидродинамических исследований объектов дают необходимые сведения о добывных характеристиках пластов на различных депрессиях, составе УВ продукции, ее свойствах в поверхностных и пластовых условиях и гидродинамических параметрах пластов-коллекторов.

На месторождении гидродинамические исследования проведены методом кривых восстановления уровня (КВУ) и записи индикаторной кривой (ИК) для определения фильтрационных свойств пластов и призабойных зон.

По скважине 2 в интервале 573-590м проведены исследования методом КВУ, а в скважине 7 в интервалах 544-546м, 550-552м, 553-560м, 561-570м, 572-575м. Изменение режима работы осуществлялось заменой шкивов, т.к. скважины механизированные.

В результате интерпретации данных исследований были определены: потенциальный дебит по нефти, проницаемость, коэффициент продуктивности, пьезопроводность, гидропроводность, скин-фактор, пластовые и забойные давления.

Замеры изменения динамического уровня и затрубного давления выполнены прибором «СУДОС-АВТОМАТ».

Обработка данных режимных исследований и кривой восстановления уровня с использованием специализированного программного продукта PanSystem.

Замер дебитов скважин производился через замерное устройство.

Гидродинамические исследования проведены в 2х скважинах 2,7 и охвачен только альбский горизонт.

На основе данных замеров построены: кривые изменения забойных давлений от времени на 5 режимах, график притока, показывающий изменение дебита от забойного давления, график моделирования давления и дебита, индикаторные кривые- определение интерполированного пластового давления и зависимость дебита от депрессии.

Коэффициент продуктивности альбского горизонта по скважине 2 составляет $0,055 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$, по скважине 7- $0,179 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Фильтрационные свойства коллекторов, такие, как коэффициент проницаемости составляет: по скважине 2 – 708,3 мД, а по скважине 7 – 878, 17мД; коэффициент гидропроводности изменяется от $1,55 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ до $2,38 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$, пьезопроводности от $2,48 \cdot 10^{-2}$ до $3,07 \cdot 10^{-1} \text{ м}^2/\text{с}$.

Данные скин фактора характеризуют состояние призабойных зон и составляют по скважине 2 - 3,22, по скважине 7 - 2,27, что указывает на хорошее состояние призабойных зон.

2.5. Запасы нефти и газа

Месторождение Каскырбулак Южный в нефтегазоносном отношении расположено в Южно-Эмбинской нефтегазоносной провинции. Специальные лабораторные исследования по определению коэффициента нефтеизвлечения не проводились.

Учитывая опыт разработки месторождений Южной Эмбы, с аналогичными параметрами КИН на данной стадии был принят по всем продуктивным горизонтам 0,2д.ед.

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен ОПЗ, запасы посчитаны по нижнемеловым(K_{1al} , K_{1g}) и среднеюрским(Ю-I+II) отложениям. Запасы утверждены протоколом ГКЗ № 548-06-П в 2006г.

Запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- начальные геологические категорий: C_1 -1774 тыс.т, C_2 -1624 тыс.т.;
- начальные извлекаемые категорий: C_1 -354,8 тыс.т, C_2 -324,8тыс.т.

Соотношение запасов категории C_1 и C_2 составляет: начальных геологических - 52,2% и 47,8%. В том числе запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям C_1 -1677 тыс.т, C_2 -1.427тыс.т.;
- начальные извлекаемые по категориям: C_1 -335,4тыс.т, C_2 -285,3 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C_1 и C_2 по нижнемеловым горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 54% и 46% соответственно.

Запасы нефти по среднеюрским горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям: C_1 -97тыс.т, C_2 -198 тыс.т.;
- начальные извлекаемые категориям: C_1 -19,4тыс.т, C_2 -39,5 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C_1 и C_2 по юрским горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 32,9% и 67,1% соответственно.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

Остаточные запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- геологические по категориям: C_1 - 1672 тыс.т, C_2 - 1427 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: C_1 -330,2 тыс.т, C_2 -285,3 тыс.т.

Остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: C_1 - 1769тыс.т, C_2 -1624 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: C_1 -349, 7тыс.т, C_2 -324,8тыс.т.

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь продукт-и, тыс.м ²	Ср.вз. эфф. неф толщ,м	Объем продуктив. пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см ³	Начальные запасы нефти, тыс.т		Коэффициент нефтеизвл. д.ед	Газосодержание, м ³ /т	Начальные запасы раств. газа.на 01.10.06г млн.м ³		
							пористости	нефтенасыпти	пересчетный		Геологические запасы нефти, тыс.т	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т			Геологические	Извлекаемые	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
al-1	I (р2,7скв)	ЧН	C ₁	608.8	13.0	7893.1	0.315	0.737	0.9124	0.9279	1551						
		ЧН	C ₂	99.6	14.8	1469					289						
	Итого по I блоку		C ₁	608.8							1551	310.3	0.2				
			C ₂	99.6							289	57.8	0.2				
	II (р 3скв)	ЧН	C ₁	58.2	1.3	74.2	0.315	0.737	0.9124	0.9184	14						
		ЧН	C ₂	73.5	1.7	121.7					24						
		ВН	C ₁	11.3	1.6	18.3					4						
		ВН	C ₂	17.1	2.0	34.7					7						
	Итого по II бл		C ₁	69.5							18	3.6	0.2				
			C ₂	90.6							30	6.1	0.2				
	III	ЧН	C ₂	282.8	10.2	2877	0.315	0.737	0.9124	0.9158	558						
	Итого по III бл		C ₂	282.8							558	111.6	0.2				
	IV	ЧН	C ₂	148.6	2.2	325.6	0.315	0.737	0.9124	0.9158	63						
	Итого по IV бл		C ₂	148.6							63	12.6	0.2				
I (р 4скв)	ЧН	C ₁	27.8	3.8	106.3	0.315	0.737	0.9124	0.9011	20							
	ЧН	C ₂	79.8	5.1	410.6					78							
Итого по V бл		C ₁	27.8							20	4.1	0.2					
		C ₂	79.8							78	15.7	0.2					
Итого по альбскому горизонту			C ₁	706.1							1590	317,9					
			C ₂	701.4								1019	203,8				
g-1	I (р 3скв)	ВН	C ₁	75.1	5.6	418	0.306	0.801	0.9124	0.9362	88						
		ВН	C ₂	144	5.9	847					177						
	Итого по II бл		C ₁	75.1							88	17.5	0.2				
			C ₂	144							177	35.5	0.2				
	IV	ВН	C ₂	132	3	422.3	0.20	0.801	0.9124	0.9362	0.9124	0.9362	88	17.7	0.2		
	Итого по IV блоку		C ₂	132									88	17.7	0.2		
X	ВН	C ₂	212	3.2	678.5	0.306	0.801	0.9124	0.9362	142							

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь продукт-и, тыс.м ²	Ср.вз. эфф. неф толщ,м	Объем продуктив. пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см ³	Начальные запасы нефти. тыс.т		Коэффициент нефтеизвл. д.ед	Газосодержание, м ³ /т	Начальные запасы раств. газа.на 01.10.06г млн.м ³	
							пористости	нефтенасышги	пересчетный		Геологические запасы нефти, тыс.т	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т			Геологические	Извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
		ЧН	C ₂	61.4	6	368.7					54					
	Итого по II бл		C ₁	78.2							69	13.8	0.2			
			C ₂	61.4							54	10.8	0.2			
	IV	ВН	C ₂	55.2	3	165.7	0.302	0.635	0.8486	0.9028	24					
	Итого по IV блоку		C ₂	55.2							24	4.9	0.2			
	X	ВН	C ₂	130	3	390.0	0.302	0.635	0.8486	0.9028	57					
	Итого по X блоку		C ₂	130							57	11.5	0.2			
Итого по Ю-II горизонту			C ₁	78.2							69	13.8				
			C ₂	246.6							136	27.2				
Итого по среднеюрскому горизонту			C ₁	156.4							97	19.4				
			C ₂	530.1							198	39.5				
Итого по месторождению			C ₁	937.6							1774	354.8				
			C ₂	1719.6							1624	324.8				

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Подготовленность к разработке и эксплуатации месторождения определяется степенью разведанности, обоснованностью подсчетных параметров и достоверностью геологической модели. Как правило, на стадии поисково-разведочных работ получить полную информацию для подсчета запасов нефти и газа и составления проекта разработки невозможно.

Продуктивными на месторождении Каскырбулак Южный являются нижнемеловые и юрские отложения. В настоящее время в результате бурения, ГИС и опробования скважин 2,3,4,7,Р-14 были установлены нефтяные залежи а1-1, g-1, Ю-1 и Ю-2..

Изученность фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов месторождения Каскырбулак Южный по керну – хорошая. Породы, слагающие продуктивный горизонт, представлены в основном чередованием кварцевых, алевритисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков.

Физико-химические свойства пластовых флюидов изучены по анализам 10 поверхностных, в том числе по горизонтам а1-1 – 7 проб (I блоку – 6 анализов по 3 скважинам, II блоку – 1 анализ по скв. 3 и V блоку – 1 анализ по скв. 4), g-1 – 1 проба (скв. 3), Ю-2 – 1 проба (скв. 3). По горизонту Ю-1 пробы не отбирались.

При испытании разведочных скважин глубинные пробы не отобраны, а отобраны только пробы в поверхностных условиях. Пробы растворенного газа также не отобраны из-за очень малого содержания.

Запасы нефти по промышленной категории C_1 оценены в зоне дренирования 3-х опробованных скважин 2,3,7, на остальной площади залежей запасы оценены по категории C_2 , и для перевода этих запасов в промышленную категорию, требуется проведение 3Д сейморазведки и после уточнения геологического строения в случае необходимости бурение дополнительных разведочных скважин.

Целью пробной эксплуатации залежей углеводородов на месторождении Каскырбулак Южный является продление срока пробной эксплуатации до 28.06.2028г с целью уточнения геологической модели месторождения, получения прямой информации о добычных возможностях скважин, геолого-геофизических характеристиках нефтяных залежей, достаточных для обоснования величины извлекаемых запасов нефти и составления проекта разработки.

Основными задачами пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный являются:

- уточнение промыслово-геологической модели продуктивных горизонтов, в том числе границ залежей и положений ВНК:
 - получение информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов-коллекторов и физико-химических свойствах пластовых флюидов;
 - уточнение информации о термобарическом состоянии залежей углеводородов и их природных режимах;
- получение информации о продуктивности скважин;
- определение оптимальных значений рабочих депрессий, среднесуточных дебитов и соответственно объемов добычи нефти;
- испытание методов по интенсификации добычи нефти;
- доразведка месторождения.

С учетом необходимости бурения новых скважин, выполнения значительного объема исследовательских работ, а также проведения работ по подсчету запасов нефти и газа и составления проекта разработки, рекомендуемый срок пробной эксплуатации – до 28.06.2028г.

3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

Пространственные границы участка недр, на котором недропользователь вправе проводить операции по разведке углеводородов в соответствии с Контрактом, установлены согласно Картограммы расположения месторождения Каскырбулак Южный. Границы месторождения требуют уточнения.

Перспективы нефтегазоносности связаны с меловыми и юрскими горизонтами.

Всего, на участке Каскырбулак Южный, остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: С₁- 1769тыс.т, С₂-1624 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: С₁-349, 7тыс.т, С₂-324,8тыс.т.

Пробная эксплуатация будет проводиться по 1 и 2 блокам месторождения Каскырбулак Южный, где выделены запасы категории С₁ в отложениях альбского яруса и готеривского яруса нижнего мела и среднеюрских отложениях. В пределах всего месторождения запланировано проведение 3Д сейсморазведки для уточнения геологической модели месторождения и доразведки.

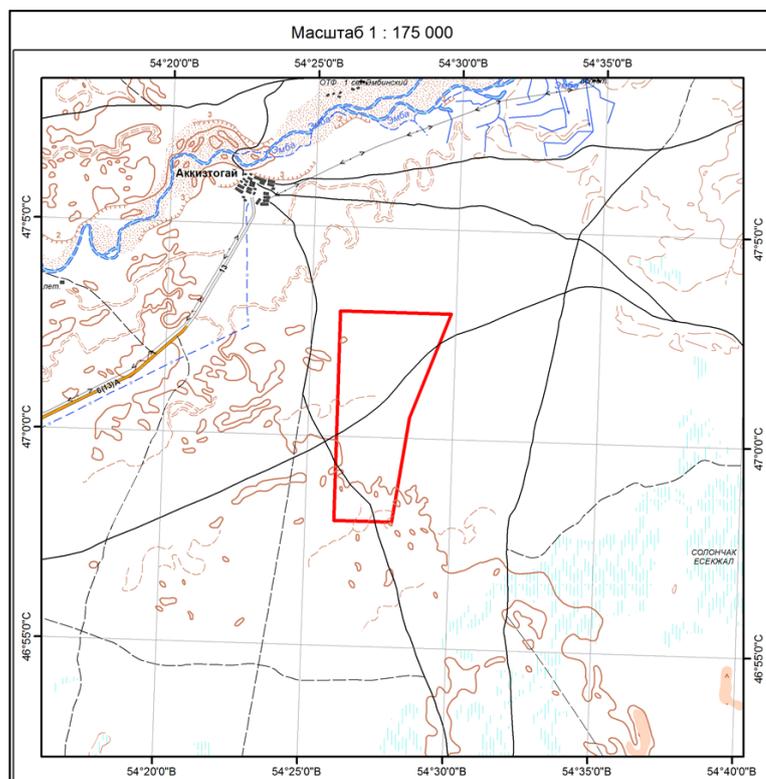


Рис.3.2.1- Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный.

3.3 Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин

В разрезе месторождения выявлены только нефтяные горизонты, не содержащие газовых шапок. При испытании разведочных скважин глубинные пробы не отобраны, а отобраны только пробы в поверхностных условиях. Пробы растворенного газа также не отобраны из-за очень малого содержания.

Объектами для проведения опробования являются среднеюрские и нижнемеловые горизонты.

Поинтервальное опробование продуктивных пластов в колонне производилось по общепринятой схеме «снизу-вверх» после их вскрытия перфорацией.

Интервалы для испытания определялись по данным промыслово-геофизических исследований. Перед испытанием производился монтаж линии для отвода от устья скважин, получаемых пластовых флюидов на расстояние в соответствии с требованиями пожарной безопасности.

Вскрытие продуктивных горизонтов производилось перфорацией. Применялись перфораторы иностранного производства марки Predator» 4 1/2". ПК-105 и Powerjet 41/2". Плотность перфорации составляла от 14 до 48 отверстий на 1 пог. м.

Вызов притока осуществлялся на технической воде свабированием.

После получения притока в скважине проводились исследования методом установившихся и неуставившихся режимов фильтрации

Давления на забое замерялись глубинными манометрами. Замеры устьевых давлений регистрировались образцовыми и техническими манометрами. В процессе исследований на устье отбирались пробы нефти на физико-химический анализ.

Всего в эксплуатационной колонне опробовано 7 объектов: 2 в средней юре и 5 в нижнем мелу.

В не обсаженной скважине испытан один объект в интервале 1089-1149м в скважине 5. По стратиграфической привязке интервал относится к триасу. Испытание произведено пластоиспытателем на трубах типа КИИ-146. Число циклов испытания 2.

Результаты опробования скважин

Среднеюрские горизонты Ю-1, Ю-2 испытаны в скважине 3.

Ю-2 горизонт перфорирован в интервалах 699-694 м и 675,5-671 м. при плотности зарядов 16 отверстий на 1 п.м.. 01,06,05г.. При опробовании был получен приток нефти дебитом $-1,99\text{м}^3/\text{сут}$. После изолировочных работ был произведен перестрел вышеуказанных интервалов и достреляны интервалы 699-694м, 675-671м, 639,5-637м, 627-626м, 623-622м, т.е. совместно Ю-1 и Ю-2 горизонты. После вызова притока свабированием, т.е. снижением уровня от 50м до 450м получено $8,1\text{м}^3$ закаченной воды. После установки станка-качалки СК-3, спуска насоса марки «НН-2Б-44-30-15-1-И» на глубину 592м среднесуточный дебит безводной нефти составил $2,6\text{м}^3/\text{сут}$. при $P_{тр}=0,1\text{атм}$; $P_{зтр}=0,8\text{атм}$; $H_{зтр}=390-486\text{м}$. При работе винтовым насосом 9Н17 «МОУНО» среднесуточный дебит нефти составил $-2,6\text{м}^3/\text{сут}$. при $P_{тр}=0,2\text{атм}$; $P_{зтр}=2,2-5,6\text{атм}$ и $H_{зтр}=462-506\text{м}$, депрессии на пласт 19,9атм.

Нижнемеловые горизонты. В нижнемеловых отложениях испытано 5 объектов из них 4 объекта *al-1* и 1 объект *g-1*.

Горизонт al -1 опробован в скважинах 2, 3,4,7,Р-14.

В скважине 2 интервал 573-590м. вскрыт перфоратором типа «Predator» 4 1/2", плотностью зарядов -16 отверстий на 1 пог.м. и при работе станком-качалкой СК-3, глубинным насосом «НН-2Б-57-30-12-1-И» получен приток нефти дебитом $4\text{м}^3/\text{сут}$. при депрессии на пласт 24,3атм.

В скважине 3 горизонт вскрыт интервале 558-552м. При работе СК-3, глубинного насоса марки «НН-2Б-44-3 -150-1-И» на глубине 592м получен приток жидкости дебитом $-1,09\text{м}^3/\text{сут}$, из них $0,9\text{м}^3/\text{сут}$. нефти $0,19\text{м}^3/\text{сут}$ пластовой воды при $H_{зтр}=400-394\text{м}$.

В скважине 4 из интервалов 503-507м, 510-516м. прострелянных совместно получен приток безводной нефти дебитом $0,2\text{м}^3/\text{сут}$.

В скважине 7 после вскрытия интервалов 544-546м, 550-552м, 553-560м, 561-570м, 572-573м. совместно перфоратором Predator 41/2” плотностью зарядов 14отверстий на 1м и работе станка-качалки получен приток безводной нефти дебитом 7м³/сут.

В скважине Р-14 в интервале 542-570м 22.10.2024г. проведено опробование, в результате получена нефть дебитом 13м³/сут, содержание воды до 30 процентов..

Горизонт g-1 опробован в скважине 3 в интервале 590,5-595м. При работе винтового насоса марки 9Н17 «МОУНО» спущенного на глубину 572м получен приток жидкости дебитом 10,3м³/сут из них; 1,7м³/сут. нефти и 8,6м³/сут. воды при Нзтр=379-405м.

Гидродинамические исследования скважин

Качество и полнота гидродинамических исследований объектов дают необходимые сведения о добывных характеристиках пластов на различных депрессиях, составе УВ продукции, ее свойствах в поверхностных и пластовых условиях и гидродинамических параметрах пластов-коллекторов.

На месторождении гидродинамические исследования проведены методом кривых восстановления уровня (КВУ) и записи индикаторной кривой (ИК) для определения фильтрационных свойств пластов и призабойных зон.

По скважине 2 в интервале 573-590м проведены исследования методом КВУ, а в скважине 7 в интервалах 544-546м, 550-552м, 553-560м, 561-570м, 572-575м. Изменение режима работы осуществлялось заменой шкивов, т.к. скважины механизированные.

В результате интерпретации данных исследований были определены: потенциальный дебит по нефти, проницаемость, коэффициент продуктивности, пьезопроводность, гидропроводность, скин-фактор, пластовые и забойные давления.

Замеры изменения динамического уровня и затрубного давления выполнены прибором «СУДОС-АВТОМАТ».

Обработка данных режимных исследований и кривой восстановления уровня с использованием специализированного программного продукта PanSystem.

Замер дебитов скважин производился через замерное устройство.

Гидродинамические исследования проведены в 2х скважинах 2,7 и охвачен только альбский горизонт.

На основе данных замеров построены: кривые изменения забойных давлений от времени на 5 режимах, график притока, показывающий изменение дебита от забойного давления, график моделирования давления и дебита, индикаторные кривые- определение интерполированного пластового давления и зависимость дебита от депрессии.

Коэффициент продуктивности альбского горизонта по скважине 2 составляет $0,055\text{м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$, по скважине 7 - $0,179\text{м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$.

Фильтрационные свойства коллекторов, такие, как коэффициент проницаемости составляет: по скважине 2 - 70,83 мД, а по скважине 7 – 878, 17мД; коэффициент гидропроводности изменяется от $1,55\text{е}^{-5}\text{ м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}$ до $2,38\text{е}^{-4}\text{ м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}$, пьезопроводности от $2,48\text{е}^{-2}$ до $3,07\text{е}^{-1}\text{ м}^2/\text{с}$.

Данные скин фактора характеризуют состояние призабойных зон и составляют по скважине 2 - 3,22, по скважине 7 - 2,27, что указывает на хорошее состояние призабойных зон.

Таблица 3.3.1-Техническое состояние скважин

№№ пп	№ скважин	Категория скважин	Альтитуда ротора, м	Сроки бурения		Глубина скважины, м		Горизонт забоя		Конструкция скважины											
				начало	конец	проект.	фактич.	проект.	фактич.	направление			кондуктор			техническая колонна			эксплуатационная колонна		
										Диам. колон., мм	Глуб. Спус., м	Подъем цемент а, м	Диам. колон., мм	Глуб. Спус., м	Подъем цемента, м	Диам. колон., мм	Глуб. Спус., м	Подъем цемента, м	Диам. колон., мм	Глуб. Спус., м	Подъем цемента, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	1	разв.	7,8	16.11.2004	21.02.2005	1850	1590	P ₁ kg	P ₁ kg	426	9,7	до устья	324	49,7	до устья	245	746,75	до устья			
2	2	разв	7,77	10.03.2004	10.04.2005	1350	1067	P ₁ kg	P ₁ kg	426	9,7	до устья	324	51	до устья	245	398,46	до устья	168	659	до устья
3	3	разв	8,49	28.04.2004	21.05.2005	850	830	P ₁ kg	P ₁ kg	426	9,7	до устья	324	52	до устья	245	235	до устья	168	770,54	до устья
4	4	разв	9,5	29.06.2005	03.08.2005	750	630	P ₁ kg	P ₁ kg	426	9,7	до устья	324	52	до устья	245	253,55	до устья	168	563,	до устья
5	5	разв	9,19	16.07.2005	18.08.2005	1200	1180	P ₁ kg	P ₁ kg	426	9,7	до устья	324	52	до устья	245	398,56	до устья			
6	6	разв	6,79	17.09.2005	05.10.2005	1200	1120	P ₁ kg	P ₁ kg	426	9,7	до устья	324	43,7	до устья	245	410,7	до устья			
7	7	разв	6,9	14.08.2005	07.09.2005	850	852	J ₂	P ₁ kg	426	9,7	до устья	324	45	до устья	245	249,6	до устья	168	625,74	до устья
8	13	разв	4,3	22.09.2005	12.10.2005	1200	405	P ₁ kg	P ₁ kg	426	9,7	до устья	324	21	до устья	245	155	до устья			

Таблица 3.3.2- Результаты опробования скважин

№.№ скважин	Интервал испытания	Продуктивные горизонты	Дата опробован.	Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Способ вскрытия горизонта	Способ опробования горизонта	Диаметр штуцера, мм	Данные исследований					
									Дебиты			газовый фактор, м3/т	Давления,	
									нефти, м3/сут	воды, м3/сут	газа, м3/сут		Рпл	
2	573-590 -565.2-582.2	al-1	14.04.05.г.	670.5	73мм x 538м	4 1/2" Predator	не уст. режим	ШГН	4				34.2	
3	558-552 -549.5-543.5	al-1	10.09.05г.	566	73мм x 535.17м	ПК-105	не уст. режим	ШГН	0.9	0.19			45.05	
	590.5-595 -582-586.5	g-1	16.07.05г.		73мм x 581м		не уст. режим		1.7	8.6				
4	503-507 -493.5-497.5	al-1	04.08.05г.	551.4	73мм x 491.8м	4 1/2" Powerjet	не уст. режим	ШГН	0.2					
	510-516 -500.5-506.5													
7	544-546 -537.1-539.1	al-1	15.09.05г.	630	73мм x 534м								55.87	
	550-552 -543.1-545.1													
	553-560 -546.1-553.1													
	561-570 -554.1-563.1													
	572-575 -565.1-568.1													
3	623-622 -614.5-613.5	Ю-1 совм Ю- 2												
	627-626 -618.5-617.5													
	639.5-637 -631-628.5													
	699-694 600.5-685.5													

3.4 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

В результате бурения скважин 2,3,4,7 в 2004-2005гг была установлена нефтеносность юрских и меловых отложений, где выявлено четыре продуктивных горизонта: нефтеносные горизонты в отложениях нижнего мела (альбский и готеривский) и 2 горизонта в средней юре (Ю-1 и Ю-2). Бурением изучены I, II, V, IX и X блоки. В 2024-2025гг пробурена оценочная скважина Р-14, в которой при опробовании получен приток нефти дебитом 13м³/сут.

На основании анализа геолого-промысловой информации предлагаем выделить три эксплуатационных объекта: нижнемеловой альбский, нижнемеловой готеривский и среднеюрский, объединяющий горизонты Ю-1 и Ю-2. Ниже приведена характеристика продуктивных горизонтов.

Альбский горизонт а1-1 нефтеносен в блоке I и II. Залежь нефти, приуроченная к данному горизонту, выявлена по результатам бурения скважин 2,3,7 и Р-14.

Литологически горизонт представлен чередованием кварцевых, алевритисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков. Песчаные пропластки хорошо пропитаны нефтью..

Горизонт выражен 1-7 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности 0,399 д.ед, расчлененности -6,6.

Общая толщина горизонта меняется от 27 м (скв. 5) до 35 м (скв. 6) при средней - 31,5 м, нефтенасыщенная от 2 м (скв. 3) до 15,5 м (скв. 7) при средней -8,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов по горизонту определялись по керну и по ГИС.

ФЕС по керну определены по 6 образцам по скважине 7. Открытая пористость изменяется от 24,43 до 38,95% и в среднем составляет -32,51%. Проницаемость определена только по газу и изменяется от 34,78 до 1245,16мД при среднем значении 465,52мД, насыщенность по нефти 0,32д.ед., по воде 0,283д.ед.

По ГИС средневзвешенный коэффициент пористости – 0,315д.ед, нефтенасыщенности – 0,737 д.ед.

Проницаемость по данным гидродинамических исследований колеблется в пределах от 71 до 878 мД, при среднем составляет 475мД.

По типу резервуара залежь блока относится к пластово-сводовым, тектонически экранированным.

Продуктивность доказана опробованием горизонта в скважинах 2, 7 и Р-14 и получением безводных притоков нефти дебитами 4м³/сут, 7м³/сут и 13м³/сут,

соответственно в **Блоке I** и во **II.Блоке** , в скважине 3 - на глубине 558м получен приток жидкости дебитом -1,09м³/сут, из них 0,9м³/сут. нефти 0,19м³/сут пластовой воды.

Блок I. Отметка кровли коллектора в своде минус 440 м. Максимальная отметка нефти по ГИС в скважине 2 минус 582,6м, но так как скважин по падению горизонта ранее не было пробурено, то в ОПЗ условно принято, что горизонт в пределах блока полностью нефтенасыщен до отметки минус 600м. Высота залежи составляет -17,4м, размер залежи 0,57х1,2км.. Согласно данных бурения скважины Р-14, где также с нефтью была получена пластовая вода, ВНК по блоку в следующем Подсчете запасов будет пересмотрен.

Блок II. Отметка кровли коллектора в своде минус 480 м, максимальная на контуре нефтеносности минус 552,5м, высота залежи 72,5м, размеры 0,85х0,25км.

Продуктивность доказана опробованием скважины 3 интервала 558-552м, получен дебит нефти с водой..

Общая толщина горизонта равна 31м, нефтенасыщенная - 2м, водонасыщенная 1м.

По ГИС коэффициент пористости для нефтенасыщенной части - 0,309, а для водонасыщенной - 0,34д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,778д.ед.

Горизонт представлен 2 пропластками-коллекторами и характеризуется песчаностью – 0,097д.ед, расчлененностью – 4м.

Площадь нефтеносности категории С₁ – 69,5тыс.м², в том числе нефтяная – 58,2тыс.м².

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок V. В пределах блока пробурена одна разведочная скважина 4. По ГИС продуктивный горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков-коллекторов в интервале 510,4-516м, представленный алевритисто-глинистым песчаником с низкими коллекторскими свойствами.

ФЕС коллекторов по керну не изучены, так как керн отобран из глинистой части горизонта. По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,271 до 0,3д.ед, нефтенасыщенности от 0,579 до 0,609д.ед.

Отметка кровли коллектора в своде минус 500м, максимальная минус 560м, высота залежи – 60м, размер 0,2х0,45км.

Общая толщина горизонта по скважине 4 составляет 10 м, нефтенасыщенная – 2,4м.

Горизонт характеризуется песчаностью – 0,24д.ед, расчлененностью – 5.

Продуктивность доказана опробованием интервалов 503-507м, 510-516м. Интервал 503-507м попадает в глинистую часть разреза, а продуктивным является второй интервал, где получен слабый приток безводной нефти дебитом 0,2м³/сут.

Площадь нефтеносности V блока составляет по категории С₁ – 27,8тыс.м², по С₂ – 79,8тыс.м².

Анализ распределения нефтенасыщенных толщин по площади горизонта показывает, что блок I обладает наибольшей мощностью, блоки II, IV наименьшей.

ФЕС коллекторов по керну изучены только по одной скважине в пределах одного блока. По ГИС коэффициенты пористости и нефтенасыщенности 0,35д.ед, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,579 до 0,867д.ед, но так как в пределах блоков пробурено по 1-2 скважины, то средневзвешенные значения параметров определены в целом по горизонту.

В блоках I и II запасы по альбскому горизонту подсчитаны по категории С1. В блоке V в скважине 4 получен незначительный приток нефти, дебитом 0,2 м³/сут и строение блока требует уточнения, так как весь блок расположен в зоне глинизации. И скважина 4 ликвидирована по геологическим причинам и не подлежит восстановлению, а планировать бурение в этом блоке рискованно, так как он в основном находится в зоне литологического замещения и зона дренирования проектной скважины попадает в зону глинизации.

Поэтому в первый объект включаем залежи альбского яруса нижнего мела в I и II блоках.

Готеривский горизонт g-1.

Литологически горизонт представлен чередованием алевритисто-глинистых и полевошпатово-кварцевых песчаников серого цвета значительным содержанием пирита с карбонатным цементом, песков серого, мелкозернистого, сильного глинистого и рыхлого, со значительным содержанием мелкокристаллического пирита. Порода полностью пропитана нефтью темно-коричневого цвета. По данным ГИС нефтенасыщен только блок II. Горизонт g-1 опробован в скважине 3 в интервале 590,5-595м. При работе винтового насоса марки 9Н17 «МОУНО» спущенного на глубину 572м получен приток жидкости дебитом 10,3м³/сут из них; 1,7м³/сут. нефти и 8,6м³/сут. воды при Нзтр=379-405м. По данным керна горизонт литологически представлен слабощементированным алевритистым песчаником. Было проанализировано 4 образца керна.

Отметка кровли коллектора в своде минус 540м, максимальная на контуре нефтеносности минус 589м, высота залежи 49м, размер 0,85х0,24км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 13м, нефтенасыщенная – 6,4м.

Горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков и 2-х водонасыщенных и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,649 д.ед, расчлененности – 4.

Продуктивность доказана опробованием интервала 590,5-595м, из которого получен приток нефти с водой.

ФЕС коллекторов определялись по керну и по ГИС. По керну открытая пористость – 0,363 д.ед, насыщенностью нефтью – 0,556 д.ед, водой – 0,218 д.ед, проницаемостью по газу – 651 мД.

По ГИС средневзвешенный коэффициент пористости изменяется от 0,315 до 0,37 д.ед, нефтенасыщенности от 0,793 до 0,820 д.ед.

Площадь нефтеносности по категории С₁ составляет 75,1 тыс.м².

Запасы готеривского яруса нижнего мела во II блоке в районе скважины 3 подсчитаны по категории С₁, в пределах остальных блоков – по категории С₂. Во второй объект включаем залежь готеривского яруса нижнего мела во II блоке в районе скважины 3.

Среднеюрские отложения

Среднеюрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами. Нефтеносными являются горизонты Ю-1, Ю-2. Бурением освещены I, II, IX, X блоки. По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены только в пределах II блока.

Среднеюрский горизонт Ю-1. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. По ГИС горизонт нефтенасыщен в скважине 3, блок II, водонасыщен в скважинах 2,5,6 (блоки X, XI).

Горизонт керном не освещен, но исследованы пробы грунтов, отобранных боковым грунтоносом и шлама. Литологически горизонт представлен глинистым, кварцевым мелкозернистым песком, слабонефтенасыщенным, со слабым запахом нефти, люминесцирует желтым цветом. В шламах глина известковистая, темно-серая, твердая, размывается водой, плотная. Песок серый, полимиктовый, среднезернистый, с включением битумоидов.

Блок II. В пределах блока пробурена одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине коллектора нефтенасыщенные. Блок ограничен сбросами с юга f_6 , с севера f_7 , востока основным сбросом F , с запада приграбеновым сбросом f_1 .

Отметка кровли коллектора в своде минус 560 м, максимальная на отметке минус 620м, высота залежи 60м, размеры 0,63 x 0,25 км.

Общая толщина горизонта - 20м, эффективная и нефтенасыщенная -3,4 м.

Горизонт состоит из 3-х пропластков-коллекторов и характеризуется коэффициентом песчаности -0,170 д.ед, расчлененности-3.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт испытан совместно с Ю-2 горизонтом. При испытании получен приток безводной нефти дебитом 2,6 м³/сут.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС. Коэффициент пористости изменяется от 0,319 до 0,348 д. ед, нефтенасыщенности - от 0,545 до 0,628 д.ед .

Площадь нефтеносности – 139,6тыс. м², в т.ч. категории С₁-78,2тыс. м², С₂-61,4тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Среднеюрский горизонт Ю-2. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. Нефтенасыщенным оказался горизонт только в одной скважине 3. В остальных скважинах горизонт водонасыщен.

Горизонт керном не освещен, но исследована проба грунта, отобранная боковым грунтоносом. Литологически горизонт представлен алевролитом серым, тонкозернистым, на карбонатно-глинистом цементе, люминесцирует светло-коричневым цветом и песком буровато-серым, мелко- и среднезернистым, с признаками присутствия остаточной нефти - в виде микропятен в шламе, со слабым запахом нефти.

Блок II. Горизонт вскрыт в одной скважине 3. По ГИС коллектора в скважине нефтенасыщенны.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт опробован в интервалах 699-694м, 675,5-671м совместно с Ю-1. Получен приток безводной нефти.

Залежь представляет собой замкнутый участок, ограниченный с юга сбросом f₆, с юго-востока основным сбросом F, с севера сбросом f₇, с запада приграбенным сбросом f₁.

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на отметке минус 680м, высота залежи 80м, размер залежи 0,62 x 0,3 км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 34м, нефтенасыщенная -6 м.

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности -0,176 д.ед, расчлененностью -5.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС и составляют: коэффициент пористости от 0,272 до 0,381 д.ед, нефтенасыщенности от 0,551 до 0,765 д.ед.

Площадь нефтеносности запасов категории С₁ -78,2тыс.м², С₂-61,4тыс.м².

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Вывести закономерности в распределении толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади горизонтов Ю-1, Ю-2 не представляется возможным из-за блочного строения и малого количества пробуренных скважин.

Анализ толщин по горизонтам указывает, что Ю-2 горизонт обладает большей общей, эффективной, нефтенасыщенной, водонасыщенной толщинами по сравнению с Ю-1. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по Ю-2 горизонту выше и составляет – 0,302 д.ед, а по Ю-1 горизонту 0,236 д.ед; нефтенасыщенность также по Ю-2 выше и составляет -0,635 д.ед против -0,582 д.ед по Ю-1 горизонту.

Во третий объект включаем залежи средней юры Ю-1 и Ю-2, выделенные во **II блоке**.

Резюмируя вышеизложенное, можно отметить, что среднеюрские продуктивные горизонты обладают большими эффективными и водонасыщенными толщинами по сравнению с нижнемеловыми, а нефтенасыщенные толщины наоборот по нижнемеловым выше чем по среднеюрским.

Средневзвешенный коэффициент пористости по нижнемеловым горизонтам 0,315 (а1-1) -0,306 (g-1) по среднеюрским горизонтам 0,236 (Ю-1)- 0,302 д.ед (Ю-2), т. е. по нижнемеловым выше по сравнению со среднеюрскими.

Коэффициент нефтенасыщенности по нижнемеловым горизонтам также выше среднеюрских горизонтов.

В процессе пробной эксплуатации будет осуществляться доразведка месторождения, по результатам которой, количество объектов пробной эксплуатации, количество скважин, используемых для пробной эксплуатации, способы эксплуатации скважин, прогнозные уровни добычи нефти могут быть уточнены.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации

Параметры	На дату проектирования			
	Горизонты			
	1 объект а1-1	2 объект g-1	3 объект Ю-1 + Ю-2	
1	2	3	4	
Средняя глубина залегания, м	530	580	630	670
ВНК, м	552,5(бл2)	589	-	-
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	1407,5	75,1	361,7	324,8
Средняя общая толщина коллектора, м	28,6		18,0	35,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,6	6,4	3,4	6,0
Пористость, доли ед.	0,315	0,302	0,236	0,302
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,737	0,801	0,582	0,635
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²	465	651		
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	475			
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,399	0,649	0,236	0,662
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6,6	4	5,0	10,0
Пластовая температура, °С	-		-	-
Пластовое давление, атм	45,04		34,9	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,9184	0,9362	-	0,9028

Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09	1,09	1,09	1,09
Содержание в нефти серы, %	0,41	0,8	-	0,52
Содержание в нефти парафина, %	1,53	1,97	-	1,51
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	0,117		-	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т в том числе: по категории С1/С2	1584,5/1019	88/408	28/62	69/136
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т в том числе: по категории С ₁ /С ₂	312,8/203,8	17,5/81,6	5,6/12,3	13,8/27,2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. в том числе: по запасам категории С ₁ /С ₂	0,2	0,2	0,2	0,2

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

Основной целью пробной эксплуатации является уточнение добычных возможностей скважин, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, обоснование режима работы залежей при промышленной разработке и оценка перспектив развития добычи нефти месторождения.

Месторождение Каскырбулак Южный было открыто по результатам бурения скважины №2, в которой из интервала 573-590м. получен приток нефти, дебитом 4м³/сут и на сегодняшний день характеризуется низкой степенью изученности. Согласно, оперативному подсчету запасов, запасы нефти и газа были подсчитаны по двум категориям С₁ и С₂.

По меловым и юрским залежам геологические / извлекаемые запасы нефти по категории С₁ составляют 1769тыс.т / 349, 7тыс.т, по категории С₂ - 1624 тыс.т / 324,8тыс.т.

Пробная эксплуатация месторождения будет осуществляться четырьмя опережающими добывающими скважинам Р-14, Р-15, Р-16 и Р-17.

Для уточнения геологической модели месторождения и оценки запасов по промышленной категории было запланировано провести 3Д сейсморазведку в объеме 15 кв.км.

По каждой скважине предусмотрен комплекс исследовательских работ, который приведен в разделе 5 и 8 настоящего отчета.

При проектировании пробной эксплуатации необходимо обоснование количества скважин, которые будут использованы, из числа пробуренных и новых опережающих добывающих и оценочных скважин, с указанием проектной точки и нумерации скважин.

При обосновании определяется общая площадь участка залежи, запасы которой оценены по категории С₁ для проведения пробной эксплуатации. Общая площадь для пробной эксплуатации определяется как сумма площадей дренажа каждой проектной скважины. При определении местоположения проектируемых скважин следует придерживаться подхода, обеспечивающего:

- уточнение площади нефтеносности, учитывая имеющиеся сведения на момент проектирования;

- выбор оптимальных режимов эксплуатации скважин;

- получение полной информации о добывных возможностях скважин, уточнение коэффициентов продуктивности.

Вовлекаемые/удельные запасы рассчитываются объёмным методом для каждой скважины по формуле (таблица 3.5.1):

$$q_{б.з.} = S_{др.} \cdot h_n \cdot m \cdot k_n \cdot k_{пер.} \cdot \rho_{нов.}; \text{ где}$$

$q_{б.з.}$ - балансовые запасы одной скважины;

$S_{др.}$ - площадь дренажа одной скважины;

h_n - расчётная толщина продуктивной толщи;

m - коэффициент открытой пористости;

k_n - коэффициент нефтенасыщенности;

$k_{пер.}$ - пересчётный коэффициент;

$\rho_{нов.}$ - плотность нефти в поверхностных условиях.

По результатам определены потенциальные балансовые запасы нефти на 4 скважины (P-14,15,16,17), объектов I, II и III.

Таблица 3.5.1 - Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию горизонта/объекта

Категория запасов	Горизонт	№ скв	Площадь дренажа. тыс.м ²	Нефтенасыщенная толщина. м	Объем нефтенасыщенных пород, м ²	Коэффициенты. Доли ед.			плотность нефти, т/м ³	Потенциальные балансовые запасы нефти на 1 скважину, тыс.т	КИН. д.ед.	Удельные извлекаемые запасы нефти на 1 скважину, тыс.т
						открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
C ₁	al-1	P-14	15,7	16	251,2	0,315	0.737	0.9124	0.9279	49,37	0.2	9,87
C ₁	al-1	P-15	31,4	15,5	486,7	0,315	0.737	0.9124	0.9279	95,66	0.2	19,13
C ₁	al-1	P-16	31,4	14,6	458,44	0,315	0.737	0.9124	0.9279	90,1	0.2	18,02
C ₁	al-1	P-17	31,4	2,0	62,8	0,315	0.737	0.9124	0,9184	12,22	0.2	2,44
C ₁	g-1	P-17	31,4	6,4	200,96	0,306	0,801	0,9124	0,9362	42,07	0,2	8,41
C ₁	Ю-1+Ю-2	P-17	62,8	9,4	590,32	0,271	0,608	0,849	0,9027	74,54	0.2	14,9

3.6. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Разработка залежей на период пробной эксплуатации предполагается на естественном упругом режиме истощения пластовой энергии. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин не предусмотрены.

3.7. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

Прогноз технологических показателей выполнен для разработки в течение пробной эксплуатации на естественном режиме истощения пластовой энергии.

С учетом сроков действия контракта на разведку, период пробной эксплуатации составляет 3 года. Все расчетные параметры определялись с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Естественный режим разработки оцениваемых залежей в соответствии с приведенной гидродинамической характеристикой продуктивной толщи ожидается в период пробной эксплуатации - упругий водонапорный за счёт энергии пласта и краевых подошвенных вод.

Пробная эксплуатация опережающих добывающих скважин будет осуществляться фонтанным способом.

Расчет динамики добычи проводился с учетом запланированного темпа ввода скважин из бурения. В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации залежей месторождения Каскырбулак Южный заложены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности и удельной продуктивности, полученные в процессе опробования, приведенные выше в разделе 3.3

Коэффициент упругости залежи месторождения определен из литературных источников по статистическим исследованиям аналогичных известных свойств пород и пластовых флюидов.

Дебит скважины рассчитан по формуле Дюпюи:

$$Q_{\text{пл}} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_3}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$

где,

R_k - радиус контура питания, м

r_c - радиус скважины, м

P_k - пластовое давление на контуре питания, Па

P_3 - забойное давление, Па

μ - вязкость пластовой нефти (Па с);

k – проницаемость, м²

h - мощность пласта, м.

Для расчета дебита пробуренных и проектных скважин принималось среднее значение удельной продуктивности при возможно допустимой депрессии на каждый горизонт в отдельности.

Прогнозные уровни добычи нефти и газа на период пробной эксплуатации рассчитаны для скважин: Р-14, Р-15, Р-16 и Р-17, которые расположены в зоне с запасами нефти категории С1.

4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОбНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В период пробной эксплуатации месторождения предусматривается проведение пробной эксплуатации опережающих добывающих скважин №№P-14, P-15, P-16 и P-17 и ввод их в эксплуатацию при получении промышленных притоков углеводородов.

С учетом необходимости выполнения значительного объема исследовательских работ, требующих оценки динамики параметров в течение продолжительного периода времени (например, падение пластового давления), и проведения всех запланированных объемов работ необходимо продлить срок пробной эксплуатации до 28 июня 2028г. Данные, использованные при расчетах, определялись исходя из фактического материала опробования скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Пробная эксплуатация скважин будет осуществляться фонтанным способом и в зависимости от интенсивности снижения притока могут переводиться на механический способ эксплуатации.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

На 1 объекте будут эксплуатироваться скважины P-14,15, P-16 и P-17..

Ввод скважины P-14 в пробную эксплуатацию планируется с 01.07.2025г, скважина была пробурена на участке запасов категории С2, на границе с категорией С1. В результате опробования был получен приток нефти с водой, то есть скважина P-14 попала в водонефтяную зону и ниже отметки 575,4м по ГИС -вода. Законтурная зона картируется на участке, выделенном в ОПЗ, 2006г по категории С2. Зона дренирования скважины приходится на участок границы С1/С2.

Ввод скважины P-15 в пробную эксплуатацию планируется с 10.01.2026г. Ввод скважины P-16 в пробную эксплуатацию на 1 объект планируется с 20.01.2026г.

Скважина P-17 вводится в эксплуатацию на 3 объект с 01.02.2026г, после определения добывных характеристик юрских продуктивных горизонтов и проведения всех необходимых исследований скважина будет переведена на 2 объект с 01.01.2027г для изучения геолого-промысловых характеристик готеривских отложений и далее с 01.01.2028г по 28.06.2028г. на 1 объект с целью уточнения продуктивности альбских отложений во 2 блоке.

Таблица 4.1 – Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по месторождению

Годы и периоды	Горизонт	№№ скв.	Дата ввода скважины в пробную эксплуатацию	Категория скважин	Среднегодовой дебит скважины		Добыча нефти тыс.т		Добыча жидкости, тыс. т.		Обводненность продукции, %
					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	годовая	Накопленная	годовая	Накопленная	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2025	al-1	P-14	01.07.2025	опережающая добывающая	4,4	6,4	0,7	0,737	1,1	1,052	30
2026	al-1	P-14			3,8	5,6	1,2	1,978	1,9	2,906	33
2027	al-1	P-14			3,2	4,9	1,1	3,034	1,6	4,530	35
28.06.2028	al-1	P-14			2,7	4,3	0,5	3,494	0,7	5,259	37
2026	al-1	P-15	10.01.2026	опережающая добывающая	4,9	4,9	1,6	1,624	1,6	1,624	0
2027	al-1	P-15			4,2	4,3	1,4	3,005	1,4	3,047	3
28.06.2028	al-1	P-15			3,6	3,8	0,6	3,606	0,6	3,680	5
2026	al-1	P-16	20.01.2026	опережающая добывающая	2,9	2,9	0,9	0,901	0,9	0,901	0
2027	al-1	P-16			2,5	2,5	0,8	1,708	0,8	1,733	3
28.06.2028	al-1	P-16			2,1	2,2	0,4	2,060	0,4	2,103	5
2026	Ю-1+Ю-2	P-17	01.02.2026	опережающая добывающая	2,4	2,4	0,7	0,707	0,7	0,707	0
2027	g-1	P-17	01.01.2027		1,6	1,6	0,5	0,534	0,5	0,534	0
28.06.2028	al-1	P-17	01.01.2028		1,06	1,1	0,2	0,178	0,2	0,183	3

Таблица 4.2 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из другого фонда	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважин
	всего	добыв.	нагнет.					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	1	0	1	0,75	0	0	1	0	0	4,4	6,4	0
2026	3	3	0	0	0	4	3,0	0	0	4	0	0	3,5	4,0	0
2027	0	0	0	0	0	4	3,0	0	0	4	0	0	2,9	3,4	0
2028	0	0	0	0	0	4	3,0	0	0	4	0	0	2,4	2,8	0

Таблица 4.3 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Кэфф. нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачки, %
		начальн.	текущи				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годова	накопл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м ³	тыс.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,737	0,21	0,21	5,890	1,66	0,003	1,052	1,052	6,905	6,905	30,0	0	0	0
2026	4,474	1,26	1,28	10,363	2,92	0,006	5,086	5,086	11,991	11,991	12,0	0	0	0
2027	3,778	1,06	1,10	14,141	3,99	0,008	4,414	4,414	16,405	16,405	14,4	0	0	0
2028	1,590	0,45	0,47	15,731	4,43	0,009	1,916	1,916	18,321	18,321	17,0	0	0	0

Таблица 4.4 –Характеристика основного фонда скважин по 1 объекту

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из другого фонда	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважин
	всего	добыв.	нагнет.					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	тыс.м	ед.		ед.	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	1	0	1	0,75	0	0	1	0	0	4,4	6,4	0
2026	2	2	0	0	0	3	2,25	0	0	3	0	0	3,9	3,5	0
2027	0	0	0	0	0	3	2,25	0	0	3	0	0	3,3	3,0	0
2028	0	0	0	1	0	4	3,0	0	0	4	0	0	2,4	2,8	0

Таблица 4.5 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 1 объекту

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Коэфф. нефтеизвлечение, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенсация отбора закачкой, %
		начальный	текущий				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годовая	накопленная	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м ³	тыс.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,737	0,23	0,24	5,890	1,85	0,004	1,052	1,052	6,905	6,905	30,0	0	0	0
2026	3,767	1,18	1,21	9,656	3,04	0,006	4,378	4,378	11,284	11,284	14,0	0	0	0
2027	3,244	1,02	1,05	12,900	4,06	0,008	3,880	3,880	15,163	15,163	16,4	0	0	0
2028	1,590	0,50	0,52	14,490	4,56	0,009	1,916	1,916	17,079	17,079	17,0	0	0	0

Таблица 4.6 –Характеристика основного фонда скважин по 2 объекту

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из другого фонда	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв.	нагнет.					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	тыс.м	ед.		ед.	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0
2027	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	1	0	1,6	1,6	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	-	-	0

Таблица 4.7– Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 2 объекту

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Кэфф. нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %
		начальн.	текущи				всего	мех.спос	всего	мех.спос		годова	накопл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м ³	тыс.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0
2026	0	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0
2027	0,534	2,75	2,75	0,534	2,75	0,006	0,534	0,534	0,534	0,534	0,0	0	0	0
2028	0,000	0,00	0,00	0,534	2,75	0,006	0,000	0,000	0,534	0,534	0	0	0	0

Таблица 4.8 –Характеристика основного фонда скважин по 3 объекту

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из другого фонда	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв.	нагнет.					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	тыс.м	ед.		ед.	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0
2026	1	0	0	0	0	0	0,75	0	0	1	1	0	2,4	2,4	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	-	-	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0

Таблица 4.9– Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 3 объекту

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накоп. добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Коэфф. нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %
		начальн.	текущих				всего	мех.с пос.	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м ³	тыс.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	0	0	0
2026	0,707	4,04	4,04	0,707	4,04	0,008	0,707	0,707	0,707	0,707	0,0	0	0	0
2027	0,000	0,00	0,00	0,707	4,04	0,008	0,000	0,000	0,707	0,707	-	0	0	0
2028	0	0,00	0,00	0,707	4,04	0,008	0,000	0,000	0,707	0,707	-	0	0	0

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

В период пробной эксплуатации месторождения предусматривается ввод в эксплуатацию пробуренной оценочной скважины №Р-14 (так как она пробурена на границе запасов С1/С2 и захватывает зону дренирования С1), бурение опережающих добывающих скважин Р-15,16,17 в пределах контура С₁ и ввод их в эксплуатацию при получении промышленных притоков углеводородов. Запланировано проведение 3Д сейсморазведки, 15 кв.км и в зависимости от ее результатов бурение одной оценочной зависимой скважины в пределах категории запасов С₂ во 2 блоке – Р-18 и ввод в пробную эксплуатацию при получении промышленных притоков углеводородов.

С учетом необходимости выполнения значительного объема исследовательских работ, требующих оценки динамики параметров в течение продолжительного периода времени (например, падение пластового давления), рекомендуемый срок пробной эксплуатации составляет 3 года.

5.1. Цели и направления исследовательских работ

Целью пробной эксплуатации залежей месторождения Каскырбулак Южный является:

- уточнение имеющейся и получение новой информации о геолого-физической и гидродинамической характеристике эксплуатационных объектов для составления подсчета запасов нефти и газа, а также проекта разработки;

- контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик коллекторов.

Решение поставленных задач может быть осуществлено проведением комплекса геолого-промысловых исследований по двум направлениям:

- в открытом стволе в процессе бурения новых скважин;
- в обсаженных скважинах - исследования по контролю за разработкой.

Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения, а также объема работ в период пробной эксплуатации представлены в таблицах 5.1.1 и 5.1.2 соответственно.

Исследования в открытом стволе

Отбор керна.

Освещенность керном продуктивных горизонтов приведена в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1. Освещенность керном продуктивных горизонтов

№№ скв	Интервал продуктивного горизонта. м	Горизонт	Интервал отбора керна. м	Толщина интервала отбора. м	Вынос керна в пределах интервала отбора. м	
					м	%
7	543.8-576.3	al-1	549.5-552	2.5	2.48	100
			555.5-560.5	5	2.12	42.4
			560.5-563.7	3.2	2.1	65.6
			571.2-575.1	3.9	0.65	16.6
			575.1-579.7	4.6	2.5	54.3
P-14	542-570		510-515	5	5	100
			515-525	10	9	90
			530-535	5	5	100
Итого по al-1 горизонту				39.2	28.85	71.1
3	590.5-602.4	g-1	591.5-599.5	8	1.52	19
		g-1	599.5-608.5	9	5.3	59
P-14	590-600	g-1	580-590	10	8	80
		g-1	590-599.5	9.5	9.5	100
Итого по g-1 горизонту				36.5	24.32	64.5
Всего по нижнемеловому горизонту:				75.7	53.17	68.9

Керн отбирался в скважинах 3,7 и P-14 в нижнемеловых отложениях. Проходка с отбором керна составила 75,7м вынос 53,17м или 68,9% от проходки.

Для уточнения литолого-петрофизической характеристики пластов-коллекторов всех продуктивных горизонтов в процессе бурения новых скважин необходимо вести геолого-технические исследования. При обнаружении признаков продуктивных пластов отобрать керн из толщи коллекторов. При отборе следует использовать керноприёмники, обеспечивающие максимальный вынос керна.

На отобранном керне провести стандартный комплекс исследований: пористость, плотность объёмная и зёрен породы, проницаемость, гранулометрический состав.

В зависимости от качества отобранного керна и полученной коллекции образцов, изученной стандартными исследованиями, по факту отобрать кондиционные образцы по всему диапазону ФЕС коллекторов, начиная от предполагаемых граничных значений, для определения физико-гидродинамической характеристики коллекторов.

Комплекс специальных исследований должен состоять из: рентгенографического анализа (XRD) - не менее 20% от отобранных образцов, описания шлифов - 20% от отобранных образцов, определения электрических свойств пород, определения кривых капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны, относительных фазовых проницаемостей методом центрифугирования; ртутной порометрии; определения коэффициента вытеснения.

Геофизические исследования в открытом стволе

В пробуренных скважинах выполнить обязательный комплекс ГИС по всему стволу, включающий общие исследования с устья до забоя, и детальные исследования в интервале продуктивной толщи.

С целью уточнения геологического строения, фильтрационно-ёмкостных свойств и добывных характеристик пластов-коллекторов в скважинах, выходящих из бурения, рекомендуется продолжение выполнения апробированных на месторождении следующих общих и детальных промыслово-геофизических исследований в открытом стволе :

-общие исследования: кажущееся сопротивление многозондовыми индукционным (ИК) и боковым каротажными (БК), самопроизвольная поляризация (ПС), профилометрия-кавернометрия (ДС), естественная гамма-активность (ГК), нейтронный каротаж (КНК), термометрия (ТМ), резистивиметрия (РИ). Запись методов ГИС выполняется по всему стволу. Интервалы записи и этапность выполнения комплекса определялись проектом на строительство скважин.

-детальные исследования выполняются в интервалах продуктивных отложений. Комплекс помимо вышеперечисленных методов должен включать плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), акустический каротаж (АК). Индукционный каротаж помимо результирующих кривых в Омм обязательно дополнять записью в единицах проводимости мСм.

-для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве выполнять инклинометрию непрерывной записью по всему стволу скважины. Данные представлять в LAS-формате.

Таблица 5.1.2 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения

Задачи	Виды работ	Объем работ	Сроки выполнения
Обоснование геологической модели резервуара			
1. Уточнение/изучение геологической модели месторождения	<i>Сейсморазведка 3Д, 15 кв.км</i>	15 кв.км	2025-2026гг
	<i>Сопоставление данных бурения скважин и 3Дсейсморазведки</i>		
	<i>Выделение внутри горизонтов разобщенных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов</i>		
	<i>Уточнение распространения тектонических нарушений. Изучение природы границ продуктивных пластов</i>		
	<i>Обоснование модели залежей</i>		
2. Стратиграфия	<i>Проведение на керновом материале исследований на петрофизические свойства</i>	3	2026г
3. Обоснование ВНК	<i>Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов</i>	3	2026г
Проведения промысловых исследований в скважинах			
4. Определение добывных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах	<i>Индивидуальный план испытания в скважинах</i>	3	2026г
5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности,	<i>Метод установившихся отборов (МУО)</i>	3	
	<i>Снятие кривых восстановления давления (КВД)</i>	3	2026г

проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности			
Лабораторные и экспериментальные исследования			
6. Определение типа коллектора	Определение граничного значения «коллектор-неколлектор»	3	2026г
	Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_n = K_n, \Delta T = K_n.$	3	
7. Нефтенасыщенность	Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_n = _0 K_v.$	3	2026г
8. Проницаемость	Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне.	3	2026г
9. Изучение пластового флюида	Проведение исследований пластовых свойств нефти, газа и воды.	3	2026г
	Проведение исследования на изучение товарных свойств нефти.	1	

Таблица 5.1.3 - Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации

Наименование исследовательских работ		ед. изм.	Объем работ			
			3	4	5	6
1		2	2025	2026	2027	28.06.2028
Годы/периоды						
Бурение скважин		шт.		3	1	
	в т.ч. опережающих добывающих	шт. (номер)		3(P-15,16,17)		
	оценочных	шт. (номер)			1 (P-18)	
Отбор керна		Всего пог.м.		72		
Скважины P-15, P-16 (I бл) Скважина P-17 (II бл)	в т.ч. залежь a1-1	3(45)		Скв P-15,16(36м) 2(инт535-553м) Скв P-17(9м) (инт530-539)		
Скважина P-17 (II бл)	в т.ч. залежь g-1	1(9)		Скв P-17(9м) (инт576-585м)		
Скважина P-17 (II бл)	в т.ч. залежь Ю1+Ю2	1(18)		Скв P-17(18м) (инт580-589м, инт 640-649м)		
Испытание скважин		объект		6		
	в т.ч. залежь a1-1	объект		3		
	в т.ч. залежь g-1			1		
	в т.ч. залежь Ю1+Ю2			2		
Лабораторные исследования						
Анализ глубинных проб		скв/иссл.		6		
	в т.ч. залежь a1-1	скв/иссл. (номер)		2		
	в т.ч. залежь g-1			2		
	в т.ч. залежь Ю1+Ю2			2		
Анализ поверхностных проб		скв/иссл.		5	5	
	в т.ч. залежь a1-1	скв/иссл. (номер)		3 (P-14,15,16)	3 (P-14,15,16)	
	в т.ч. залежь g-1			1(P-17)	1(P-17)	
	в т.ч. залежь Ю1+Ю2			1 (P-17)	1 (P-17)	
Товарный анализ нефти		скв/иссл.		1 (P-15)		
	в т.ч. залежь a1-1	скв/иссл. (номер)		1 (P-15)		
Анализ пластовых вод		скв/иссл.		2(2)		

	в т.ч. залежь а1-1	скв/иссл. (номер)		2(P-15,16)		
Стандартный анализ керн		кол. образцов		60		
	в т.ч. залежь а1-1	образец (номер)		30(P-15,16)		
	в т.ч. залежь g-1			10(P-17)		
	в т.ч. залежь Ю1+Ю2			20(P-17)		
Специальный анализ керн		кол. образцов		10		
	в т.ч. залежь а1-1	образец (номер)		6		
	в т.ч. залежь g-1			2		
	в т.ч. залежь Ю1+Ю2			2		
Комплекс исследовательских работ						
Замер дебита нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давлений		скв/замеров	Ежедневно во всех работающих скважинах			
Исследование МУО с построением индикаторных диаграмм и определением коэффициента продуктивности		скв/иссл.		3(P-15, 17)		
	в т.ч. залежь а1-1	скв/иссл. (номер)		1(P-15)		
	в т.ч. залежь g-1			1 (P-17)		
	в т.ч. залежь Ю1+Ю2			1 (P-17)		
Исследование методом КВД с определением коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины, скин-фактора, гидропроводности и проницаемости		скв/иссл.		3(P-15,16,17)		
	в т.ч. залежь а1-1	скв/иссл. (номер)		1(P-15)		
	в т.ч. залежь g-1			1 (P-17)		
	в т.ч. залежь Ю1+Ю2			1 (P-17)		
Исследование профиля притока		скв/иссл. (номер)		1 (P-17)		
	в т.ч. залежь g-1			1 (P-17)		
Определение пластового давления и пластовой температуры		скв/иссл.		3(P-15,16,17)		
	в т.ч. залежь					

Примечание: * отобрать керн в случае появления признаков УВ при бурении (ГТИ)

5.2. Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

Комплексные задачи промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) в обсаженных скважинах в период пробной эксплуатации сводятся к следующим:

- определение технического состояния обсадных колонн;
- определение интервалов и состава притока;
- определение интервалов и источника обводнения;
- определение интервалов заколонной циркуляции флюидов.

Кроме того, результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также для разработки геолого-технических мероприятий и анализа их эффективности при оперативной оценке работы скважин.

При строительстве новых скважин особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн для контроля

технического состояния скважин. Первоначальные исследования для определения высоты подъема цемента и качества сцепления цементного камня с колонной и породой проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации затрубного пространства. Данные этих исследований используются в качестве фоновых при изучении динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

Для решения поставленных задач проводить в скважинах комплекс ГИС-к, состоящий из термометрии (ТМ) и барометрии (БМ) для изучения распределения по всему стволу температуры и давления; гамма-каротажа (ГК) для привязки методов ГИС-к к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатора муфт (ЛМ) и перфорационных отверстий; термокондуктивной (ТА) и/или механической (РМ) расходомерии для определения интервалов притока пластового флюида; влагометрии (ВЛ) и резистивиметрии (РИ) для определения состава притока и установления нефтеводяного раздела в стволе скважин. При обнаружении признаков, указывающих на возможные дефекты обсадных колонн, затрубную циркуляцию в комплекс могут быть включены временные замеры АКЦ и дефектоскопия (ЭМДС/МИД).

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС-к должен уточняться в зависимости от поставленной задачи, способа эксплуатации и дебита скважины. Для оценки эффективности проводимых ГТМ необходимо проводить ГИС-к до и после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пластов, необходимо соблюдать следующие нормы: башмак НКТ должен находиться выше верхних перфорационных отверстий на 10-15 м, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя (зумпф) - не менее 6-10 м.

При проведении исследований должна быть представлена вся информация, связанная с компоновкой подземного оборудования и выполненными на скважине работами, которая может оказать помощь при решении поставленных целей исследований. Примеры такой информации приведены ниже:

- время и виды ремонтных работ в скважине (смена подземного оборудования, КРС и ПРС, изоляционные работы, дополнительная перфорация и реперфорация, интенсификация с целью увеличения добычи и т.д.);
- данные о дебитах, обводненности;
- глубина положения башмака НКТ;

– пластовое/забойное давление, продуктивность, депрессия, если проводились гидродинамические исследования скважины.

Таблица 5.2.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
Геофизические исследования		
Отбор керна	Во всех проектных скважинах	В процессе бурения
Исследование керна	*72м; 80 обр	В процессе бурения
Комплекс ГИС в открытом стволе (КС, ПС, Дс, ГК, НГК/КНК, АК, ГГКП, БК, ИК/ВИКИЗ, ТМ, РИ)	Во всех новых скважинах	Разовые исследования при окончании бурения всех проектных скважин
Оценка текущего насыщения коллекторов, контроль за перемещением ВНК (ИННК/ИНГК)	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию (как фоновый замер)	По мере необходимости (против неперфорированных толщин)
В добывающих скважинах выделение работающих толщин, состава поступающего в скважину флюида, заколонных перетоков (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ)	В добывающих скважинах при эксплуатации	При изменении технологических показателей скважины
	В оценочных и эксплуатационных скважинах	После перфорации пластов для изучения профиля и состава притока
Техническое состояние эксплуатационных скважин: -АКЦ, ТМ, ГК, ЛМ -ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ. Может быть дополнен ЭМДС или МИД.	Во всех вновь пробуренных В действующих скважинах	Разовые исследования после окончания строительства скважины В процессе эксплуатации по мере необходимости
Физико-химические исследования		
Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	По новым скважинам	Разовые исследования
	По эксплуатационным скважинам (с учетом гидродинамики и обводненности)	Разовые исследования
Отбор устьевых проб нефти	По эксплуатационным скважинам с учетом дебитов и обводненности	1 раз в полугодие
Отбор устьевых проб попутно-добываемой воды для химического анализа	По добывающим скважинам при достаточной обводненности продукции	1 раз в квартал
Определение обводненности	Во всех добывающих скважинах	1 раз в 7 дней
Гидродинамические исследования		
Исследования методом установившихся отборов (МУО).	По новым скважинам	Разовое исследование
	в добывающих скважинах	1 раз в 2 года
Исследования методом восстановления давления (КВД, УКВД, КВУ).	По новым скважинам	Разовое исследование
	в добывающих скважинах	При опробовании нового объекта
Определение забойного и пластового давления.	По новым скважинам	Разовое исследование
	по действующим скважинам	1 раз в квартал.
Определение пластовой температуры.	По новым скважинам	Разовое исследование

Примечание: * отобрать керн в случае появления признаков УВ при бурении (ГТИ)

Комплекс физико-химических свойств нефти и воды

Контроль за разработкой нефтяных месторождений представляет собой комплекс целенаправленных систематических или единичных исследований, направленных на получение необходимого объема информации для решения отдельных задач разработки.

В рамках настоящей работы, согласно «Единым правилам...» предусмотрен следующий комплекс исследований:

1. Анализ глубинных проб;
2. Анализ поверхностных проб;
3. Анализ нефтяного газа;
4. Товарный анализ нефти;
5. Химический анализ пластовой воды.

По месторождению Каскырбулак Южный исследования физико-химических свойств нефти изучены по анализам 10 поверхностных проб.

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Следует охватить отбором глубинных проб новые скважины, а по уже пробуренной скважине по мере необходимости провести анализ рекомбинированной пробы. Отбор и исследования проб должны проводиться согласно ОСТу 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Отбор и исследование поверхностных проб нефти

С целью контроля за основными свойствами и содержанием компонентов в дегазированной нефти рекомендуется отбирать устьевые пробы нефти раз в полугодие по уже пробуренной скважине и по новым скважинам. Параметры дегазированной нефти должны определяться при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования проб в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Определение основных показателей качества товарной нефти: фракционный состав, плотность, содержание воды, хлористых солей, механических примесей и серы, а также технологических показателей нефти: давление насыщенных паров, вязкость, содержание парафинов, температура застывание и вспышки, содержание асфальтенов и смол, имеет разовый характер.

Отбор и исследование пластовой воды следует осуществлять при появлении воды в добываемой продукции раз в квартал при достаточной обводненности. При вскрытии водоносных пластов продуктивной залежи разовые отборы глубинных проб с обязательным определением шестикомпонентного состава.

Рекомендуемый комплекс физико-химических исследований, необходимый для осуществления контроля за разработкой в соответствии с нормативными документами и с учетом специфики месторождения, представлен в таблице 5.2.2.

Таблица 5.2.2 – Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	2	3
<i>Лабораторные исследования</i>		
Анализ глубинных проб	по новым скважинам	разовые исследования
	по пробуренной скважине (рекомбинированную)	по мере необходимости

Анализ поверхностных проб	по всем скважинам	раз в полугодие
Товарный анализ нефти	-	разовые исследования
Анализ пластовых вод	по всем скважинам	один раз в квартал

Данные систематического контроля режимов эксплуатации скважин, проводимых на них ремонтов, изменений режимов должны фиксироваться в специальных журналах и рапортах. По результатам проводимых ГДИС на скважинах необходимо устанавливать необходимый (оптимальный) режим эксплуатируемой скважины, а также скважин, находящихся в аналогичных условиях.

На основании систематического изучения эксплуатации каждой скважины составляются графики проведения профилактических работ, своевременное выполнение которых обеспечивает нормальную работу скважин и сохранение заданного режима фонтанирования.

В случае обнаружения газа в межколонном пространстве во избежание грифообразования, его необходимо периодически стравливать. При накоплении газа (увеличении давления) за короткий период времени, необходимо приостановить эксплуатацию (заглушить скважину) и устранить источник поступления газа.

Для контроля технического состояния наземного оборудования необходимо регулярно проводить: визуальный осмотр и профилактический ремонт (смазка запорных устройств и механизмов).

Контроль за внутрискважинным оборудованием проводится на основании наблюдений за трубным и затрубным давлениями, изменения соотношений которых в большую или меньшую сторону характеризуют состояние подземной части скважины. Проводимые мероприятия по определению технического состояния наземного и подземного оборудования, являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей наземного и подземного оборудования.

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

6.1.1 Расчет и обоснование минимальных давлений фонтанирования

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

Фонтанная эксплуатация

Фонтанирование скважин обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно высоким забойным давлением для преодоления гидростатического газожидкостного столба в скважине, противодавления на устье и давления расходуемого на трение при движении жидкости по фонтанному подъемнику.

Для обеспечения длительного фонтанирования скважин необходимо оценить предельные давления фонтанирования при условии $R_{заб} > R_{нас}$, обосновать выбор фонтанного подъемника и подобрать наземное оборудование.

Фонтанная арматура скважины соединяется с промысловыми коммуникациями сбора пластовой жидкости с помощью манифольда, служащий для подключения к трубному и затрубному пространствам агрегатов для проведения различных операций при пуске и эксплуатации скважины.

Манифольд обеспечивает возможность подачи в скважину ингибитора, глушения с помощью продувочно-задавочной линии и продувки скважины по трубному и затрубному пространствам; проведения гидродинамических исследований; подключения насосных агрегатов на достаточном расстоянии от устья; сбора глинистого раствора и других рабочих жидкостей при освоении, глушении и интенсификации притока жидкости к забою.

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. При эксплуатации скважин СШНУ на месторождениях, где отмечается высокая вязкость добываемой продукции, к одним из

отрицательных факторов относится снижение скорости возвратно-поступательного движения штанг, что ограничивает режим откачки. Кроме того, в период, когда обводнённость продукции возрастает, возникает ещё большая 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 останову (заклиниванию).

Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

В настоящее время для добычи высоковязкой нефти винтовые насосы являются доминирующей технологией.

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 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 винта статора) 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 ещё 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.

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.

Винтовые насосы первоначально разрабатывались для подъема флюидов с намного меньшими вязкостями, чем вязкость тяжелой нефти. Поэтому, была внедрена тугая подгонка («посадка с натягом») между ротором и гибким эластомером в статоре с ротором на 10 микрон большего диаметра, чем статор для образования надежного уплотнения. Это «требование» не такое строгое при применении в тяжелой нефти, признавая факт того, что высокая вязкость тяжелой нефти противодействует утечке по своей природе, и с точки зрения промысловых наблюдений, изнашивание ведущей кромки ротора за счет песка добывающих скважин приводила к большему просвету между ротором и статором с минимальной потерей полезного действия насоса до тех пор, пока износ не становился чрезмерным.

6.1.2 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Устьевое оборудование

Применяемое на месторождении оборудование фонтанных скважин на рабочее давление 21 МПа с проходным сечением ствола ёлки и боковых отводов 80 мм (АФК1-210*65) соответствует условиям эксплуатации скважин месторождения. И рекомендуется к дальнейшему применению.

Ствол фонтанной арматуры должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, автоматического управления при необходимости. Боковые выкиды арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемыми дросселями) для частой и быстрой смены штуцера, из-за возможного разрушения эрозией или для регулирования забойного давления (снижение или увеличение добычи). Компоновка устья скважины должна включать ниже следующие оборудования:

- 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, оборудуется также пневмогидравлическим контуром для управления скважинным клапаном-отсекателем;
- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, чтобы избежать затвердения парафиновых осадков в выкидных линиях или вязких эмульсий с мех. примесями на дне емкостей для нефти

Внутрискважинное оборудование

Компоновке фонтанного лифта соответствует компоновка лифтовой колонны НКТ диаметром 89 или как вариант использования 73 мм с толщиной стенок 6,5 мм.

Применяемое подземное оборудование, включающее в себя колонну НКТ 3 ½" ТМК (88,9 x 6,5 мм), горячекатаных, в бесшовном исполнении, производства РФ класса L-80 с типом соединения ТМК UP PF или аналогичное.

Башмак колонны НКТ располагать на 10-15 м выше верхних дыр интервалов перфорации с направляющей воронкой, которая обеспечит беспрепятственный спуск и подъём измерительных приборов.

С учётом максимальных нагрузок, действующих на НКТ, условиям эксплуатации отвечают трубы класса N и L с пределом текучести не менее 552 МПа (стандарт АНИ).

Предлагаемая компоновка лифтовых колонн основана на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины с наименьшими гидравлическими потерями;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную безопасную эксплуатацию скважины и непрерывные замеры забойного давления и температуры;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы.

В таблице 6.1.2.1 приведены предлагаемые компоновки фонтанного лифта с указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска.

Выбор одноступенчатых компоновок лифтовых колонн, их размеры и глубина спуска основаны тем, 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.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб над интервалом перфорации (\approx 10-30 м, обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при

отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Таблица 6.1.2.1 - Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенок НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м
Вертикальные скважины			
168,3	73	5,51	Около 10-30 м до интервала перфорации

Скважины, прекратившие фонтанирование, предлагается перевести на механизированный способ эксплуатации.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

Плотность нефти по горизонту в стандартных условиях изменяется от 0,9140 до 0,9352г/см³, при среднем значении – 0,9290г/см³.

Кинематическая вязкость при 20°С в среднем составляет 1059,27 мм²/с, а при 50°С 191,34 мм²/с, то есть с увеличением температуры вязкость уменьшается.

Содержание серы изменяется от 0,6 до 0,82%мас. и в среднем составляет 0,68%мас., парафина – 2,02%мас., кокса – 4,18 %мас.

Из группового углеводородного состава определено содержание смол силикагелевых и асфальтенов, ароматических. В среднем содержание смол силикагелевых составляет 23,1 %мас., асфальтенов – 2,19 %мас, ароматических- 26,9%мас.

При разгонке нефти светлые фракции начинают выкипать при 100 и 150°С по единичным пробам, а свыше 200°С по всем пробам. Наибольшее количество выкипает керосиновых фракций до 25,3% обеим.

Нефть горизонта относится по плотности к тяжелым, по вязкости в стандартных условиях к высоковязким, по содержанию серы – сернистым, парафина – парафиновым, смол – высокосмолистым.

.Одним из основных возможных осложнений при эксплуатации скважин будет являться отложение асфальто-смолистых парафиновых отложений (АСПО).

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.

Как показывает практика, основными промышленными объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, НКТ,

выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин.

Выпадение парафиновых отложений в подъемных трубах ведет к уменьшению поперечного сечения, буферного давления, закупориванию подъемных труб, что приводит к снижению продуктивности работы скважин.

В связи с чем, на данном этапе 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 различные методы, направленные как на предупреждение их образования, так и на удаление уже образовавшихся отложений, которые являются широко распространенными и делятся на несколько видов:

Механический – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в НКТ на проволоке;

Тепловой – закачка в скважину теплоносителя;

Химический – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

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 парафино-отложениями без остановки скважины на месторождениях являются тепловые и химические методы.

При тепловых методах обработки скважин используется следующее оборудование: передвижные парогенераторные установки типа ППУ, агрегат для депарафинизации скважин АДП - 4 - 150, автоцистерна АЦ - 5, агрегат ЦА - 320, ЦА - 400.

С целью очистки подземного оборудования от образующихся отложений на месторождениях применяются тепловой метод, основанный на расплавлении АСПО в результате температурного воздействия различными теплоносителями:

- обработка паром;
- обработка горячей нефтью;
- обработка горячей водой.

Так же для предотвращения образования отложений парафина на нефтепромысловом оборудовании широкое распространение получили химические

реагенты – ингибиторы СНПХ.

Ингибитор парафино-отложений, обладая поверхностно-активными свойствами влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальто-смоло-парафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

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

Дозирование ингибитора в скважину более эффективно осуществлять непрерывно посредством:

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

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.

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовке продукции скважин

Основные требования к системе промыслового обустройства

Система внутрипромыслового сбора и подготовка добываемой продукции

месторождения предназначена для сбора, замера дебитов и промышленного транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схему расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК» [2] должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Система внутрипромыслового сбора и промышленного транспорта добываемой продукции на период пробной эксплуатации

При освоении и опробовании скважин в период пробной эксплуатации на месторождении Каскырбулак Южный сбор и замер продукции будет производиться по скважине индивидуально.

Схема подключения следующая: поток жидкостной смеси со скважины будет поступать в сборные емкости объемом, 78 м³ и 50 м³, откуда отделившаяся попутно-

добываемая вода будет сбрасываться на дренажную емкость объемом 50 м³, а нефть насосным агрегатом НБ-50 транспортируется на наливную эстакаду с последующим вывозом нефтеналивными автоцистернами. Попутно-добываемая вода будет вывозиться автоцистернами на соседнее месторождение. В период пробной эксплуатации электроснабжение будет осуществляться от ДЭГ.

Более подробная система сбора продукции будет рассмотрена в Проекте обустройства месторождения Каскырбулак Южный на период пробной эксплуатации.

6.4 Программа утилизации газа

В связи с тем, что попутно добываемый газ на балансе не состоит, его утилизация не предусматривается.

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

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения вертикальных скважин на месторождении Каскырбулак Южный, рекомендуется следующая конструкция:

Направление \varnothing 323,9мм спускается на глубину 50м. для защиты от размыва устья скважины буровым раствором, обвязки устья скважины с циркуляционной системой и цементируется до устья.

Кондуктор \varnothing 244,5мм спускается на глубину 280м. для перекрытия неустойчивых и водоносных отложений верхнего мела и цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна \varnothing 168,3мм спускается на глубину 750м. с целью перекрытия продуктивных пластов и проведения опробования. Высота подъема тампонажного раствора до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин на месторождении Каскырбулак Южный.

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		По вертикали		По стволу	
		От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	\varnothing 323,9мм	0	50	0	50
Кондуктор	\varnothing 244,5мм	0	280	0	280
Эксплуатационная	\varnothing 168,3мм	0	750	0	750

Фактическая конструкция пробуренной скважине № Р-14, на месторождении Каскырбулак Южный представлена в таблице 7.1.2:

Таблица 7.1.2 – Фактическая конструкция скважины № Р-14 на месторождении Каскырбулак Южный

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м	
		По стволу	
		Р-14	
1	2	От (верх)	До (низ)
Направление	\varnothing 323,9мм	0	49
Кондуктор	\varnothing 244,5мм	0	283
Эксплуатационная	\varnothing 168,3мм	0	750

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», отклонение

фактической глубины скважины от предусмотренной в рабочем проекте не должно превышать ± 250 м. По предоставленным данным отклонения при бурении выше допущенной нормы не зафиксированы.

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ - допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- проводить расхаживание или вращение обсадной колонны для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на территории месторождения Каскырбулак Южный.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважины:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- нефтегазопроявления;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- прихваты бурильного инструмента;
- сальникообразования.

Для вскрытия продуктивных пластов, т.е. бурение интервала под эксплуатационную колонну, где содержится большое количество аргиллитов, использовать ингибированный полимерный буровой раствор.

В качестве ингибитора глин и аргиллитов использовать KCl (содержание, которого в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %) в сочетании с другими реагентами-ингибиторами глин и аргиллитов.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение их необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- в качестве утяжелителя бурового раствора использовать карбонат кальция с целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта (пористость, проницаемость).
- в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации). При использовании в качестве ингибитора аргиллитов KCl, для обеспечения эффекта ингибирования, содержание его в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %

В процессе освоения скважины Р-14 были произведены следующие операции:

Перфорация в интервале 542-570 м;. Всего 28м. Тип перфоратора: KazGeft 89-02 26г., Количество - 16 отверстий на 1 пог.м. Прострел проводился на воде уд.весом 1,01 г/см³.

Вызов притока осуществлялся путем создания депрессии на пласт с помощью снижения уровня жидкости в скважине, изоляции трубного пространства депрессионном керамическим стеклом (путем не долива жидкости в трубное пространство при спуске компоновки).

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ

Впервые незначительные признаки нефтегазоносности на структуре Каскырбулак отмечены в отдельных скважинах (К-3, К-7, К-9, К-10, К-12, К-18) в виде насыщенности и пропитанности пород верхнего и нижнего мела, средней юры.

На северо-западном крыле структуры Каскырбулак Южный всего пробурено 9 скважин, из них :8 разведочных скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 13 - в 2004-2005гг. и одна оценочная скважина Р-14 - в 2024-2025гг, которая находится в испытании. В 5 скважинах (2, 3, 4, 7, Р-14) по комплексу ГИС были выделены нефтеносные горизонты в отложениях нижнего мела (альбский и готеривский) и 2 горизонта в средней юре (Ю-1 и Ю-2).

Продуктивность выделенных горизонтов доказана опробованием и получением притоков нефти. Стратиграфически горизонты приурочены:

Горизонт al-1 к альбскому ярусу нижнего мела;

Горизонт g-1 к готеривскому ярусу нижнего мела;

Горизонты Ю-1 и Ю-2 – к байосским отложениям средней юры.

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен Оперативный подсчет запасов, запасы посчитаны по нижнемеловым (K_{1al} , K_{1g}) и среднеюрским(Ю-I+II) отложениям. Запасы утверждены протоколом ГКЗ № 548-06-П в 2006г./10/

Всего по месторождению запасы составили:

Остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: C_1 - 1769тыс.т, C_2 -1624 тыс.т.

- извлекаемые по категориям: C_1 -349, 7тыс.т, C_2 -324,8тыс.т.

Соотношение запасов категории C_1 и C_2 по месторождению составляет: начальных геологических -52,2% и 47,8%.

В том числе запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям C_1 -1677 тыс.т, C_2 -1.427тыс.т.;

- начальные извлекаемые по категориям: C_1 -335,4тыс.т, C_2 -285,3 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C_1 и C_2 по нижнемеловым горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 54% и 46% соответственно.

Запасы нефти по среднеюрским горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям: C_1 -97тыс.т, C_2 -198 тыс.т.;

- начальные извлекаемые категориям: C_1 -19,4тыс.т, C_2 -39,5 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C_1 и C_2 по юрским горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 32,9% и 67,1% соответственно.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

Остаточные запасы нефти по нижнемеловым горизонтам на 01.01.2025г составляют:

- геологические по категориям: C_1 - 1672 тыс.т, C_2 - 1427 тыс.т.

- извлекаемые по категориям: C_1 -330,2 тыс.т, C_2 -285,3 тыс.т.

Задачи дальнейшего изучения месторождения связаны с необходимостью решения следующих основных задач: уточнение геологической модели месторождения, коллекторских свойств, их характера распространения, обоснование граничных значений, положения ВНК, установление промышленной значимости и добывных возможностей, получение полной характеристики пластовых и забойных давлений, пластовых температур, уточнение физико-химических свойств флюидов, а также перевод запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Все эти задачи могут быть решены в ходе определения добывных возможностей залежей, проводимого в рамках настоящей работы.

Основными задачами доизучения залежей на месторождении Каскырбулак Южный являются отбор и исследование глубинных проб флюидов, испытание продуктивных горизонтов, отбор керна с проведением стандартных и специальных анализов для уточнения петрофизической модели, провести гидродинамические исследования в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений и тд.), согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр»; выполнять мероприятия ГИС-к на регулярной основе с целью выделения работающих толщин, характера притока.

Установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 .

Для получения достоверной геологической модели месторождения и уточнения значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

1. Для уточнения геологической модели месторождения месторождения и доразведки залежей категории C_2 , расположенных в блоках, не охваченных бурением, планируется проведение 3Д сейсморазведки, объемом 15 кв.км, на всей площади месторождения, после проведения которой, ее обработки и интерпретации с уточнением геологического строения месторождения (а именно структуры, протяженности и распространения

тектонических нарушений, глубин залегания продуктивных горизонтов и т.д.) будут планироваться дальнейшие работы по освоению месторождения для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности. В зависимости от результатов 3 Д сейсморазведки рекомендуется пробурить одну оценочную скважину во 2 блоке с целью определения продуктивности альбских, готеривских и среднеюрских отложений в ареале запасов категории С2 и перевода их в категорию С1.

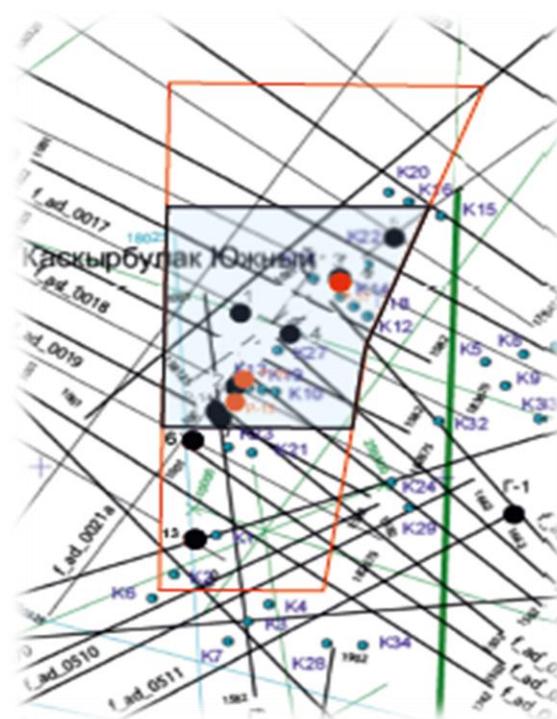


Рис.8.1. Схема расположения 3Д сейсморазведки.

Таблица 8.1. Параметры систем наблюдений сейсморазведки 3D-МОГТ на структуре Каскырбулак Южный

№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	OPTIONS	Значение
1	Полная кратность	Full Fold	676
2	Кратность по направлению линий приема (ЛП)	Fold - inline	26.00
3	Кратность в направлении ортогональном (ЛП)	Fold-crossline	26.00
4	Размер бина, [м x м]	Bin Size, [B, X B]	12.5 x 12.5
5	- по направлению линий приема (ЛП), [м]	Inline, [Br]	12,5
6	- по направлению ортогональному ЛП. [м]	- Crossline, [Bs]	12,5
7	Количество линий приема (ЛП) в полосе	Number of receiver lines per swath (NRL)	52
8	Количество пунктов приема (ПП) на линии приема (ЛП)	Number of receivers per line (NRPL)	208
9	Количество активных каналов	Number of active channels (NC)	10816

10	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП, м]	Receiver Interval (RI). [m]	25
11	Интервал между линиями приема, [м]	Receiver Line Interval (RLI), [m]	100
12	Распределение каналов	Allocations channels	104-0-104
13	Распределение удалений	Allocations offsets	2587,5-12,5-0-12,5-2587,5
14	Максимальное значение минимальных удалений, [м]	MAX min offsets, [M]	124
15	Максимальное удаление "взрыв-прием"	Maximum offset "Sh.-Rec."	3659
16	Количество каналов на длинной (при ассиметрии) ветке годографа	The number of channels on the long (with asymmetry) hodograph line (RL)	104
17	Характер расположения линий взрыва	Shot line (SL) arrangement type	Крестовая
18	Расположение линий взрыва (нормальный ортогональный, кирпич, зигзаг и т.п)	Layout of shot lines (SL) (Normal orthogonal, Brick, Zigzag etc.)	Normal Orthogonal
19	Количество линий взрыва на единичной расстановке	Number shot lines (SLs)	1
20	Шаг пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ), [м]	Spacing of shot point (SP) on the shot line (SL), m	25
21	Количество пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ) в единичной расстановке	Number shot points per source line, (Salvo)	4
22	Интервал между линиями взрыва (ЛВ), [м]	Shot Line Interval (SLI), [m]	100
23	Размер полуосей единичной расстановки (шаблона), [m x m]	Size of patch, [m x m]	2587,5×2587,5
24	- в направлении линий приема, [м]	- Inline - Xr, [m]	2587,5
25	- в направлении ортогональном ЛП, [м]	-Crossline Xs, [m]	2587,5
26	Соотношение полуосей шаблона	Aspect Ratio Xs:Xr	1,00
27	Количество взрывов, необходимое для получения 1 кв.км. площади полнократных бинов	The number of shot points (SPs) required to obtain bins full fold 1 sq. Km.	400,00
28	Количество перемещаемых ЛП при переходе на следующую полосу	The number of moving RLs when moving to the next swath	1
29	Площадь сейсмической съёмки 3D, [кв.км)	3D seismic survey area, [sq.Km]	15,00
30	Площадь полнократных бинов, кв.км)	Full fold area, [sq.km]	0,792
31	Ориентировочное количество ПВ на площади съёмки	Number of SP	5660
32.	Способ возбуждения "вибро/импульс", %	Source type "vibro/Impulse",%	Вибро

33.	Количество МПВ	Number of uphole shooting (LVL)	5
-----	----------------	---------------------------------	---

2. При испытании продуктивных горизонтов большое внимание необходимо уделить отбору керн из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик при дальнейшем разбуривании месторождения в случае положительных результатов испытания. Исследования керн должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керн (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность).

Специальная программа анализа керн должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керн из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах. Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

3. В скважинах Р-14,15,16,17 предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, добывных возможностей залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы.

Таким образом, настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения провести 3Д сейсморазведку, в зависимости от ее результатов пробурить оценочную скважину, а также в проектных опережающих добывающих скважинах Р-15,16,17 провести испытания продуктивных горизонтов для уточнения геологического строения месторождения, определения добывных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного подсчета запасов УВ и промышленной разработки месторождения.

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Охрана здоровья, труда и окружающей среды являются важнейшими аспектами в работе.

Весь персонал должен пройти медицинское освидетельствование при приеме на работу. По рекомендации медицинских служб должны быть предприняты профилактические меры по иммунизации и предотвращению заболеваний. Персонал, занятый работами, связанными с опасностью для здоровья (например, шум, напряжение, работа с химикатами и т.д.) должен регулярно проходить медицинский осмотр для освидетельствования возможного заболевания или получения повреждения. Отсутствие персонала на рабочем месте по причине заболевания должно быть подтверждено медицинским работником или общественным учреждением.

Употребление или нахождение под воздействием алкоголя, наркотиков и других токсических средств на рабочем месте, в железнодорожном или автомобильном транспорте при транспортировке к месту работ и обратно, в рабочее время запрещено.

Руководители и ответственные работники должны действовать строго в соответствии с должностными инструкциями.

Региональный менеджер несет полную ответственность за выполнение политики ОЗТОС и координирует работы по эвакуации в аварийных случаях. Начальник буровой находится на территории работ и несет полную ответственность за соблюдение стандартов и требований руководств по ОЗТОС, наблюдает за качеством данных и руководит выполнением производственных задач. Он помогает организовать работу всех подразделений путем проведения собраний, а также на индивидуальной основе с начальниками отрядов, топографом, механиком и инженером по ОЗТОС.

Инженер ОЗТОС всегда должен быть на месте для соблюдения всех требований по технике безопасности, охраны окружающей среды при проведении работ. Советники / ответственные работники ОЗТОС должны быть компетентны, иметь достаточный опыт для выполнения своих обязанностей, обладать всеми знаниями руководства ОЗТОС.

Медицинское сопровождение должно быть организовано надлежащим образом для проведения работ. Должно быть обеспечено необходимое оборудование, медикаменты, медицинские аптечки по оказанию первой помощи.

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

Обязательным является инструктаж работников по рабочим процедурам, правилам практической безопасности и использования средств индивидуальной защиты (СИЗ), обязанностей на случай возникновения ЧС и действующих правил. Все работники должны пройти необходимое обучение и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте перед началом работ, кроме того, предусматривается проведение регулярного дополнительного инструктажа во время работ. Курс обучения и инструктажа должен включать в себя требования местного законодательства, правила Заказчика, политику и процедуры ОЗТОС подрядчика.

Должна быть налажена система расследования несчастных случаев и инцидентов на месте и системы отчетности. Заказчик должен быть немедленно информирован о несчастном случае, угрожающем инциденте или едва не случившемся инциденте.

Вахтовый поселок должен занимать минимальную площадь, однако, с соблюдением всех требований ОЗТОС. По возможности, максимально должны использоваться природные расчищенные площадки. Также максимальным образом должна сохраняться растительность на месте расположения вахтового поселка.

Удобная, безопасная и защищенная устанавливаемая электрическая система должна соответствовать общепризнанным стандартам. Особое внимание должно быть у установке заземления, изоляции, распределению максимальной токовой защиты и устройств остаточного тока. Ответственным за обслуживание электрической системы должен быть назначен человек, имеющий соответствующую квалификацию.

Места проживания персонала должны быть устроены таким образом, чтобы обеспечить защиту от ветра, дождя и экстремальных температур, а также достаточную защиту от насекомых. Весь персонал (мужской и женский) должен быть обеспечен соответствующим количеством удобных туалетов и душевых. Участки проведения ремонтных работ должны иметь достаточный размер и иметь соответствующие оборудования для проведения срочных ремонтов и каждодневного техобслуживания.

Гигиена должна постоянно поддерживаться на высоком уровне. Особое внимание должно быть уделено приготовлению пищи и качеству питьевой воды. Задача хозяйственно-бытовой службы – организовать должный уровень обслуживания на протяжении всего периода работ, при этом особое внимание должно уделяться правильному хранению, контролю и уничтожению отходов.

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются и работают в соответствии с инструкциями производителей, людьми, имеющими соответствующие полномочия и квалификацию. Все приборы и оборудования должны

быть размещены согласно международным промышленным стандартам. Сертификат соответствия технике безопасности должен быть на все оборудование, где это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обозреваемой позиции.

Весь персонал должен носить одежду, соответствующую для проведения текущих работ, погодных условий и условий окружающей среды.

При необходимости, связанной с организацией безопасного ведения работ персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. С ним относятся защитная одежда, защитные средства для глаз, лица и волос, защитная обувь, жесткие головные уборы (каска), теплозащитные средства, респираторы и т.д. СИЗ должны применяться в соответствующих условиях проведения работ, согласно указаниям, инструкциям и общепринятой практике и меняться по мере их износа.

Должно быть обеспечено соответствующее оборудование для спасения жизни, противопожарные средства, средства эвакуации и медицинское оборудование, необходимое на случай ЧС. Все перечисленное оборудование должно быть зарегистрировано. Местоположение оборудования должно быть четко указано.

Предупреждающая надпись об ограничении доступа должна быть помещена на внешней части ограждения на месте проведения горячих работ (сварка, резка, дробление).

Соответствующие стандарты и процедуры ОЗТОС должны применяться в отношении контроля, безопасной переноски, хранения, транспортировки и распоряжения опасных материалов (включая отходы). Меры контроля включают в себя предупреждающие / идентифицирующие надписи, противопожарную защиту, безопасные дистанции, предотвращение разлива, вентиляцию, сегрегацию несовместимых материалов, регулярные проверки / инспекции, оборудование скорой помощи, обучение персонала использованию СИЗ.

Специальные средства защиты от шума должны быть использованы там, где уровень шумов постоянно превышает 90 дБ.

Должны быть приняты меры для максимального снижения уровня пыли, для того, чтобы обеспечить людям безопасную среду на рабочем месте.

Респираторные средства защиты должны применяться там, где персонал подвержен потенциальной опасности токсического загрязнения воздуха при выполнении своих обязанностей или в местах с недостатком кислорода.

Количество и степень вредности отходов должна быть минимизирована. Если нет специальных приспособлений для утилизации отходов, отходы должны быть обработаны в соответствии с действующими правилами и законодательством. По завершению работ

место расположения вахтового поселка должно быть полностью очищено. Руководство по работе с отходами должно гарантировать, что риск здоровью и безопасности персонала, а также окружающей среде в целом будет минимальным.

Санитарно-бытовое обслуживание

В каждом производственном подразделении предприятия будут устроены бытовые помещения, оборудованные душевыми кабинами, для хранения и сушки одежды. На всех объектах предприятия будут организованы медпункты, оборудованные всеми необходимыми средствами для оказания первой помощи.

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

При обслуживании и эксплуатации электрооборудования будут выполняться все мероприятия по технике безопасности в соответствии с ПУЭ и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253. Эти мероприятия в обязательном порядке включают: защитные средства, защитное отключение, пониженное напряжение, заземление.

Противопожарные мероприятия

Площадка работ будет снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

Все работы по строительству скважины проводятся в соответствии с планом мероприятий предприятия по охране труда на буровой площадке. Этот план должен быть разработан с учетом вредных факторов на месте проведения работ, объема данных работ, нужд сотрудников и мер безопасности.

Обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия.

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

- соблюдению требований пожарной безопасности, а также предписаний и иных законных требований органов противопожарной безопасности;
- проведению противопожарной пропаганды, а также обучению своих работников мерам пожарной безопасности;
- содержанию в исправном состоянии системы и средств пожаротушения, не допущения использования их не по назначению;

- оказанию содействия в установлении причин и условий возникновения и развития пожаров, а также выявлению лиц, виновных в нарушении требований пожарной безопасности и возникновении пожаров.

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

- Строительно-монтажные и подготовительные работы.
- Бурение скважин.
- Испытание скважин.
- Консервация и ликвидация скважин.

Согласно Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, минимальный размер СЗЗ предусматривается размером 500 м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать ГОСТу 12.1.005-88.

Для проведения геологоразведочных работ на площади земельный отвод на одну скважину определяется согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

Экологическая оценка воздействия на окружающую среду

Проведению разведочных работ по оценке обнаруженной залежи должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая процедуру оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- «Экологическим Кодексом РК»;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным Кодексом РК»;
- «Кодексом о здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 г.;

- Законом «О гражданской защите»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан.

Обустройство участка бурения будет произведено с учетом требований правил техники безопасности и охраны окружающей среды, равно как с учетом задач эксплуатации и материально-технического снабжения, для полного обеспечения возможности выполнения работ в процессе строительства скважины. Подъездные дороги обеспечивают безопасные въезд и выезд с буровой.

Площадка для буровой установки будет спланирована с учетом естественного уклона местности, типа почвенного покрова и литологического состава почво-грунтов, глубины залегания уровня грунтовых вод. Емкости для бурового раствора и воды, емкости под дизтопливо и масло, и другое буровое оборудование будет размещаться на фундаменте из плит многократного использования.

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции загрязняющих веществ в природные объекты предусматриваются инженерная система организованного их сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок.

Строительно-монтажные работы. На этом этапе выполняется строительство дороги, сооружение насыпных площадок для размещения сооружений и строительство инженерного сооружения для сбора отходов бурения. На территории буровой производится выравнивание ее микрорельефа путем отсыпки песком и гравием (со снятием плодородного слоя грунта и перемещением грунта на расстояние).

После завершения этих работ территория будет готова к приему и размещению грузов, монтажу буровой установки, оборудования, вспомогательных сооружений, инженерных коммуникаций.

Основным видом воздействия будет загрязнение атмосферного воздуха выхлопными газами строительной техники, изменение микрорельефа территории работ, образование техногенных форм рельефа, а также нарушение и погребение почвенно-растительного покрова на ограниченных площадях под насыпными основаниями.

Подготовительные работы к бурению. На буровой будут осуществляться доставка буровой установки, ее монтаж. Для доставки буровой установки и материалов будет использована дорога к буровой с твердым покрытием, а все работы по монтажу буровой установки будут выполняться в пределах буровой площадки. Поэтому основным видом воздействия будет загрязнение атмосферного воздуха выхлопными газами транспортной и грузоподъемной техники.

Бурение и крепление колонн. Бурение скважины производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с

транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Выбор породоразрушающих инструментов произведен, согласно «Протокола испытания шарочных долот» с учетом проектного разреза и фактической отработки долот по ранее пробуренным скважинам.

Крепление скважины обсадными колоннами согласно проектным данным должно производиться в соответствии СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин».

Скважины укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов и ограничения тех участков скважины, где могут неожиданно встретиться какие-либо проявления нефти и газа.

Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

На современном уровне развития нефтедобывающей отрасли важное значение приобретает проблема совершенствования технологии приготовления бурового раствора и его подбора.

Тип бурового раствора и его параметры по интервалам бурения подобраны, исходя из горно-геологических условий бурения с учетом его наименее вредного воздействия на окружающую среду.

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

- использования небольшого количества материалов;
- не загрязняющими продуктивный пласт;
- обладающей большой способностью выносить выбуренную породу при малой скорости движения жидкости в кольцевом пространстве;
- минимальное содержание твердой фазы;
- приводящий к целостности ствола;
- безвредный для окружающей среды.

Экологические показатели применяемых при бурении скважин компонентов буровых растворов имеют такие токсикологические характеристики, которые разрешены к использованию их в геологоразведочной и нефтегазодобывающей промышленности.

Транспортировка химических реагентов предусматривается в исправной таре (в крафт-мешках, бочках). Сыпучие химреагенты в крафт-мешках хранятся в специальных закрытых помещениях.

Согласно проектным данным предусмотрено хранение бурового раствора в металлических емкостях, исключающих его утечку.

Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе. Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе, то есть из скважины по металлическим желобам через блок очистки в металлические емкости, из них насосами подается в скважину.

Площадка под агрегатно-высечным и насосными блоками, блоком приготовления раствора бетонируется, с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специальную обустроенную металлическую емкость. Для предотвращения загрязнения почвы со сточными водами случайно пролитым раствором, площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом уклоном в сторону специальной емкости.

Источниками техногенного воздействия на окружающую среду на этапе бурения будут являться:

- передвижные и стационарные двигатели внутреннего сгорания;
- горюче-смазочные материалы;
- технологическое оборудование;
- вещества и материалы, используемые для приготовления и кондиционирования буровых технологических жидкостей (бурового и тампонажного растворов, буферных жидкостей);
- отходы бурения;
- твердые бытовые отходы;
- пластовые флюиды, в том числе углеводородные с сероводородом (в случае нефтегазоводопроявления).

Этот этап характеризуется интенсивным водопотреблением. Отличительной особенностью этого этапа является использование для промывки скважины раствора на углеводородной (минеральной) основе. Этот раствор и загрязненный им буровой шлам являются потенциальными источниками загрязнения атмосферного воздуха (испарение легких фракций углеводородов) и грунта на территории буровой площадки почв за ее

пределами (в случае миграции углеводородов за пределы буровой площадки, например за счет смыва их атмосферными осадками). Возможно вторичное загрязнение окружающей среды при транспортировке нефтесодержащих отходов для захоронения.

Испытание скважины. На испытание каждого объекта составляется технический акт в установленном порядке. Количество испытаний и их интервалы уточняются по результатам анализов шлама и ГИС геологической службой.

По результатам ГИС решается вопрос о целесообразности спуска эксплуатационной колонны и уточнения объектов для испытания. Это решение оформляется протоколом геолого-технического совещания с участием представителей геофизической службы.

Перед проведением работ по испытанию скважин на продуктивность устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовой задвижкой, опрессованной на полуторакратное рабочее давление.

Вскрытие объектов производится перфорацией эксплуатационной колонны корпусными кумулятивными перфораторами. Перед проведением перфорации на скважине должен быть запас бурового раствора не менее двух объемов.

После проведения перфорации в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы до середины интервала перфорации.

Вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны быть в соответствии с Требованиями промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли.

Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности раствора нефтью. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать не менее 24 часов для очистки. Интенсификация притока в карбонатных коллекторах проводится путем солянокислотной обработки пласта, либо по решению Заказчика может использоваться ГРП (гидроразрыв пласта).

При получении притока пластового флюида скважина исследуется согласно действующим инструкциям не менее чем на трех режимах.

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;
- исследование продуктивности скважин методом восстановления давления и методом установившихся отборов с построением индикаторных диаграмм по каждому вскрытому пласту;

- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью определения содержания растворенного газа, давления насыщения, вязкости и плотности в пластовых условиях и других физико-химических параметров пластовых флюидов.

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

Интервалы испытания уточняются по комплексу данных исследований проектируемых скважин геологической службой.

В случае обнаружения залежей углеводородов при испытании скважины будет осуществлен вызов притока из пласта и работа на факел. В случае высокого дебита скважины, и возможного большого газового фактора и наличие в нефтяном газе сероводорода, этот этап может стать самым значимым с точки зрения загрязнения атмосферного воздуха. По завершении работ по освоению и гидродинамическому исследованию скважины проводится контроль воздуха рабочей зоны на наличие сероводорода и проверка герметичности устьевого арматуры.

Консервация или ликвидация скважины. После проведения испытания Заказчиком принимается решение о её консервации до организации промысла или ликвидации при отсутствии признаков нефти.

Во всех случаях составляются планы проведения работ по консервации или ликвидации согласно Типовых проектов на данные виды работ, которые согласовываются с Департаментом по ЧС, инспекцией геологии и недропользования и другими контролирующими органами соответствующей области.

При подготовке буровой площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины. Согласно РД 39-0148052-518-86 «Временная инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ», районы подразделяются на различные зоны в зависимости от ландшафта, рельефа, растительного покрова и других географических особенностей.

При консервации или ликвидации скважины следует строго руководствоваться разработанным Заказчиком Проектом ликвидации, согласованным с теми же организациями.

При ликвидации скважины ствол ее заполняется буровым раствором удельного веса, на котором велось вскрытие возможно продуктивной толщи.

Цементные мосты или пакеры устанавливаются против проницаемых горизонтов и на устье скважины.

Водоснабжение и водоотведение

Строительство и бурение скважины характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении буровых работ будет использоваться вода питьевого качества.

На приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, на испытание скважины, мытье оборудования, рабочей площадки и другие технологические нужды будет использоваться техническая вода.

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. Снабжение питьевой водой обслуживающего персонала, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылках блоками. Воду будут поставлять согласно договору, подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16 марта 2015 г.

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5$ м³), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2001 от 2001 г принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно «Технического проекта на строительство скважин».

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка

стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Отходы производства и потребления

Состав бурового шлама зависит от состава бурового раствора, а также методов бурения скважин и типов пород, через которые осуществляется бурение.

Транспортировка химических реагентов предусматривается в надёжной таре (в крафт-мешках, бочках). Сыпучие химреагенты в крафт-мешках хранятся в специальных закрытых помещениях.

Согласно проектным данным предусмотрено хранение бурового раствора в металлических емкостях, исключающих его утечку.

Под действием гравитации и вследствие более высокой плотности буровой шлам оседает на дно накопителя отходов бурения. Шлам в процессе бурения и выбуренная порода на этапе строительства будут собираться в гидроизолированное инженерное сооружение для сбора твердой и жидкой фазы бурения с последующим вывозом отходов на полигон отходов согласно договора с подрядной организацией.

Объем образующегося бурового шлама при прочих равных условиях зависит от коэффициента кавернозности ствола скважины и коэффициента разуплотнения выбуренной породы. Проектом на строительство скважины предусмотрено использование буровых растворов, которые максимально снижают разуплотнение пород и растворение солевых пород. Благодаря этому значения коэффициентов кавернозности и разуплотнения не будут превышать принятые величины. Соответственно, фактический объем бурового шлама не будет превышать расчетный объем.

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

Основными сценариями аварий при проведении работ на месторождении могут являться: отказ работы аварийной и запорной арматуры, создание избыточного давления в емкостях, повышение температуры в системах, разрыв резервуаров, разлитие топлива, пожар, взрыв.

Для снижения риска возникновения аварий и снижения ущерба от их последствий, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий, разрабатываются планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций.

План содержит требования об оповещении и действиях персонала, необходимых для проведения аварийных работ с целью защиты персонала, объектов и окружающей среды.

Первоочередные и последующие действия разработаны для каждого объекта, установки, системы в случае: пожара, дорожно-транспортных происшествий, несчастного случая с людьми, угрозы взрыва.

Планы должны согласовываться в областном территориальном управлении охраны окружающей среды. В планах предусмотрено комплексное решение проблем безопасности, в том числе противопожарной защиты за счет раннего предупреждения проливов и утечек, создания средств перехвата проливов для недопущения попадания нефтепродуктов в грунтовые воды, строго контроля опасных концентраций токсичных веществ на территории объекта, создание систем аварийного отключения.

Для предотвращения опасности аварийных выбросов из разрушенных или горящих объектов предусматривается обеспечение прочности и эксплуатационной надежности всех систем объекта. Надежность оборудования в целом определяется при их выборе и заказе.

Также предусмотрен ряд мер и мероприятий по технике безопасности, санитарии, пожарной безопасности с целью исключения возникновения аварийных ситуаций.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте строительства, в том числе:

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;

- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

Для борьбы с возможным пожаром предусматривается достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

При проведении работ предотвращение выбросов вредных веществ при вскрытии продуктивных горизонтов производится созданием противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление.

Противовыбросное оборудование обеспечивает безопасное и надежное вскрытие продуктивных отложений, соответствующее требованиям законодательства.

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Порядок контроля определяется «Методическими рекомендациями по контролю воздушной среды» (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39). Для контроля на объекте будут находиться не менее 2 переносных газоанализаторов.

При осложнениях во время буровых работ, предусматривается закрытая циркуляция бурового раствора с одновременным принятием мер по ликвидации осложнений. Также предусматривается контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

Для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами от дизельных генераторов необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру.

На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами).

Обслуживающий персонал будут оснащены индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.

- С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

- Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

- Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).

- Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.

- Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.

- Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

- Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель.
- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:
 - помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
 - обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
 - снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Охрана недр

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов.

Существенное воздействие на геологическую среду оказывает бурение скважин. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов преимущественно техногенно-переотложенных и техногенно-образованных.

Бурение скважины действует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород).

Воздействие «сверху» происходит при обустройстве и включает работы, связанные с освоением территорий (отсыпка основания, прокладкой коммуникаций, строительством дорог и т.п.).

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основными механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой.

Воздействие на геологическую среду «снизу» происходит при бурении скважин.

При бурении часть промывочной жидкости поступает из ствола скважины в водоносные горизонты, загрязняя их. Иногда поглощение буровых растворов имеет катастрофический характер. Основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах.

Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды.

Изменяются пластовые гидродинамические и термодинамические условия. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. При этом происходят существенные изменения в водоносных горизонтах. При бурении нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

Также возможны местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры.

Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, «образование антропогенных грифонов и гейзеров».

В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных, гидродинамических, термических, геохимических и др. Глубина изменения геологической среды может достигать несколько километров

Оценка воздействия на геологическую среду дана на основе анализа проектных решений с учетом опыта проведения буровых работ.

Намечаемая хозяйственная деятельность не вызовет существенных изменений геологической среды. Земляные работы имеют временный характер. Общего изменения мощности слоя пород зоны аэрации не произойдет. Воздействие оценивается как незначительное.

В условиях близкого залегания грунтовых вод незначительные нарушения микрорельефного залегания почв вызовут изменения температурного и водного режимов.

Поверхностные механические нарушения не имеют площадного характера и связаны с земляными работами по прокладке дороги и формированию площадки. Данные работы не приведут к образованию новых форм рельефа, существенному перераспределению поверхностного стока и нарушению режима подземных вод ввиду незначительного объема перемещаемого грунта. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

Изменение химического состава и режима глубоких водоносных горизонтов маловероятно, так как строительство скважин осуществляется с применением передовых технологий и материалов, что сводит к минимуму риск возникновения нештатных ситуаций, при которых возможно нарушение герметичности цементирования или иных заколонных проявлений. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

В процессе бурения скважины предусматривается комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

Проектом бурения скважины предусмотрено использование в верхнем интервале скважины экологически безопасных буровых растворов, все компоненты которых будут иметь паспорт безопасности вещества.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины.

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Ликвидация скважины будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г № 239. На устье скважины устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

После ликвидации скважины в первый летний сезон будут выполнены работы по рекультивации буровой площадки в соответствии с проектом рекультивации.

Охрана недр включает в себя систему правовых, организационных, технологических, экономических, и других мероприятий направленных на:

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого.
 - Использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов.
 - Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
 - Предотвращение техногенного опустынивания,
 - Сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин.
- Предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин.
 - Использование в производстве нетоксичных материалов.
 - Экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения.
- Очистка и использование промышленных и хоз-бытовых стоков в повторных циклах.

10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В данном разделе приведены ожидаемые затраты на период пробной эксплуатации и завершения разведочных работ месторождения Каскырбулак Южный.

Ниже в таблице 10.1 приведены ожидаемые затраты на период с 2025 по 28.06.2028 гг. Общая сумма затрат на проведение пробной эксплуатации по предварительным расчетам составит 2171 млн.тенге.

Таблица 10.1.1- Капитальные вложения

№	Наименование работ	Кол-во	ед.изм.	2025 г	2026 г	2027 г	2028 г	Итого
1	№ Р-15,Р-16, Р-17 бурение и испытание скважин (ГТИ, ГИС, отбор керна, анализ)	3	млн тг	600	600			1 200
2	Разработка проектного документа, ГТП на строительство скважины с разделом ОВОС	1	млн тг	18				18
3	3Д сейсморазведка	15 кв.км	млн тг	250	250			500
4	Бурение зависимой оценочной скважины Р-18 (ГТИ, ГИС, отбор керна, анализ)	1	млн тг		200	200		400
5	Авторский надзор	1	млн тг		5			5
6	Экологический мониторинг	3	млн тг		1	1	1	3
7	Дополнение к Проекту пробной эксплуатации	1	млн тг		5			5
8	Подсчет запасов	1	млн тг				5	5
9	Проект разработки месторождения с ОВОС	1	млн тг				5	5
	Всего капитальных вложений		<i>млн тг</i>	868	1 061	201	11	2 141
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции		<i>млн тг</i>	868	1 082	209	12	2 171
	Коэффициент инфляции			1	1,02	1,04	1,06	

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

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на площади Каскырбулак Южный направлена на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями, предусмотренными Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, утвержденными МЭ РК за №200 от 22.05.2018г (далее Правила).

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС недропользователя.

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектных глубин в скважину спускается и цементируется колонна диаметром 168,3 мм с последующим проведением работ по перфорации и испытанию перспективных горизонтов. После испытания всех перспективных горизонтов, скважина ликвидируется как выполнившая свое назначение. Предусматривается также вариант ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны.

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса РК, ликвидация последствий недропользования производится:

1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных [подпунктами 2\) и 3\) пункта 4 статьи 107](#) Кодекса РК;

2) на участке недр (его части), который (которую) недропользователь намеревается вернуть государству в порядке, предусмотренном [статьей 114](#) Кодекса РК.

Финансирование работ, связанных с ликвидацией или консервацией объекта, осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

Согласно п. 6, 7 статьи 126, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море. Банковский вклад, являющийся предметом залога,

обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

Право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет недропользователь .

Ликвидация последствий деятельности недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения экспертиз проектом ликвидации недропользования.

Ликвидация последствий недропользования проводится: на участке, по которому прекращено право недропользования, на участке недр, который недропользователь намеревается вернуть государству.

Обязательным является ликвидация скважин, которые подлежат ликвидации по техническим или геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектами, реализуемыми в период разведки и добычи.

Финансирование работ по ликвидации и консервации всех видов деятельности недропользования по углеводородам осуществляется за счет средств недропользователя.

Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок услугодателей, работающих на рынке услуг.

Ниже приводятся нормативы затрат рабочего времени работников и спецтехники по видам работ при ликвидации. Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Таблица 11.1 - Сметная стоимость ликвидации скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество	Тыс.тенге	Тыс.тенге
1	2	3	4	5	6
2	Монтаж и демонтаж передвижного агрегата грузоподъемностью 60 тонн	комп	1	242,00	242,00
3	Оплата труда бригады КРС	сутки	2	148,00	296,00
4	Амортизация оборудования	сутки	4	85,00	340,00
5	Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата	сутки	5	44,10	220,50
6	Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы	опер	2	55,00	110,00

	Материалы:				0,00
7	Цемент класса "G"	тн.	6,2	29,00	179,80
8	Ингибитор коррозии	литр	0,5	1,00	0,50
9	Ингибитор H2S	25 кг.	0,1	12,00	1,20
Итого затраты на ликвидацию одной скважины глубиной 750 м.					1 390,00

Также в эту группу затрат входят укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А.

Таблица 11.2 -Используемые расходные материалы

Материал	Количество, баллон	Сумма, тг	Итого, тг
Кислород	6	7 000	42000
Пропан	6	7 000	42000
Итого			84 000

Таблица 11.3-Вспомогательная техника

Наименование техники	Кол-во	Стоимость, в час	Количество часов	Всего в тенге
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Цементировочный агрегат, ЦА-320	1	10 000	15	150000
Цементосмесительная машина, СМН	1	10 000	15	150000
Автокран	1	10 000	15	150000
Автомашина "Камаз"	3	10 000	15	150000
Автобус	1	10 000	15	150000
Трактор	1	10 000	15	150000
Итого				900 000

Затраты на рекультивацию земли

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земель необходимо проводить в следующей последовательности: демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования; разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов; очистить участок от металлолома и других материалов; снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов; провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены; нанести

плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Таблица 11.4.

Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

№ п/п	Наименование и характеристика	Ед. изм.	Стоимость, в тысяч тенге	Объем работ	Общая стоимость, в тысяч тенге
1	2	3	4	5	6
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	м ³	93,062	0,16	14,9
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	т	84	1,86	156,24
3	Планировка площадки	га	95	0,16	15,2
4	Сбор, резка и вывоз металлолома	т	25	1,5	37,5
	Итого				223,84

Таблица 11.5

Сводная таблица затрат на установку тумбы с репером

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	Тумба с репером	тенге	500 000
	Итого на установку тумбы с репером	тенге	500 000

Общая стоимость ликвидационных работ

Таблица 11.6

Сводная таблица затрат на ликвидацию скважины

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	Ликвидация скважины	тенге	1 390 000
2	Работа спецтехники и вывоз наземного и подземного оборудования	тенге	900 000
3	Рекультивация земли	тенге	223 840
4	Расходные материалы	тенге	84 000
6	Установка тумбы с репером		500 000
	ИТОГО	тенге	3 097 840
5	Прочие расходы, 10%	тенге	309 784
	Итого на скважину	тенге	3 407 624

Стоимость ликвидационных работ

Затраты на ликвидацию 4-х скважин составят 13 630 496 тенге.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) Опубликованная

1. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2023 г.).
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные Министром энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239(с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.).
- 3.Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей» утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.
4. Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК
- 5.Куандыков Б.М. Геологическое строение Арало-Каспийского региона и сопредельных районов Прикаспийской впадины в связи с их нефтегазоносностью. – Алматы, 1999.
- 6.Жолтаев Г.Ж., Досмухамбетов М.Д., Исказиев К.О. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия, Астана, 2005г
- 7.Строение и развитие восточной и юго-восточной периферии Прикаспийской впадины/ Гущин Е.С., Жаксленов Б.Б., Николенко В.П., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е..М.: «Геоинформмарк», 1993.
- 8.Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины/Замаренов А.К., Шебалдина М.Г., Федоров Д.Л.,и др. – М.: Недра, 1986.
- 9.Нефтяная энциклопедия Казахстана, Казахойл, 1999

б) фондовая

- 10.Заварыкина Н.Н., Канцева Ю.М. Отчет о работе сейсмической партии 2/76 на площади Каскырбулак Южный, Трест "Эмбанефтегеофизика", 1976 г.
- 11.Суэта Л.Н., Сон Р., Кангас А.С. Отчет "О работе сейсмической партии № 2/79 на площади соляных куполов Есекжал Западный, Кырыкмерген, Каскырбулак Северный, Каскырбулак Южный, Сарынияз Южный и примыкающих к ним межкупольных зон, расположенных в Эмбинском районе Гурьевской области Казахской ССР", Трест "Эмбанефтегеофизика", 1980 г.
- 12.Рахметов М. Отчёт поиски нефти и газа на площади Северный Каскырбулак, Производственное объединение "Эмбанефть", 1986 г.
- 13.Рахметов М. Отчет поиски залежей нефти и газа на площади Каскырбулак Южный, Прикаспийское управление буровых работ, 1987 г.

14.Сарсемалиева Б.Д. Койшегулова Г.Е. Оперативный подсчет запасов УВ по месторождению Каскырбулак Южный Атырауской области РК по состоянию на 01.10.2006г., г. Атырау, ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч", 2006 г.

15.Проект разведочных работ по оценке месторождения Каскырбулак Южный, ТОО «СМАРТ Инжиниринг», 2022г