



SMART
Engineering

ТОО «Petrocraft»
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

УТВЕРЖДАЮ:



Жунусов И.А.

2022 г.

ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП)
НА УЧАСТКЕ КАСКЫРБУЛАК ЮЖНЫЙ
Договор № - Р-02/2022 от 03.02.2022 г.

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



Майлыбаев Р.М.

г. Алматы, 2022г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Государственная лицензия ГЛ №0000280 от 28 июля 2011 года

Ответственные исполнители:

Начальник отдела геологии, к. г.-м. н.

Инженер геолог

Инженер геолог

Начальник отдела экологии

Нурсултанова С.Г.

Туреханов Н.Т.

Ерболат А.Б.

Тлеугожина М.С.

Авторы проекта: Нурсултанова С.Г., Ерболат А.Б. и др.

Проект разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный. Книга I - Текст на 104 страницах, содержит 14 рисунков, 39 таблиц и 7 текстовых приложений. Папка I – 13 графических приложений на 13 листах.

Республика Казахстан, Алматы, 2022 г.

(ЦКРР, МД «Запказнедра», ТОО «Petrocraft», ТОО «СМАРТ Инжиниринг»), Атырауская область, L-39.

Реферат.

Месторождение Каскырбулак Южный расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В 2004-2005г.г. на площади пробурено 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13. По результатам бурения и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважин №№ 2, 3, 4, 7 выявлены нефтеносные горизонты в нижнемеловых отложениях 2 горизонта – в нижнем альбе и в 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 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.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Настоящим Проектом предусматривается переинтерпретация ранее проведенных 2Д сейсморазведочных работ на контрактной территории, дальнейший сбор геолого-геофизической информации по пробуренным скважинам и на основе этого пробурить одну независимую скважину и провести оценку ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях.

Ключевые слова: Проект, переинтерпретация 2Д-сейсморазведки, оценочное бурение, структура, Каскырбулак Южный, тектоника, отражающий горизонт, юрско-меловые отложения, бурение, исследовательские работы, нефтегазоносность, оценка запасов и ресурсов.

Приложение 1
к Договору №Р-02/2022
от 03.02.2022г.



Утверждено:
Генеральный директор
ТОО «Petrocraft»
Жунисов Н.А.,
2022 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на составление «Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный»

1. Целевое назначение работ: предоставление услуг по подготовке проектной документации разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный;

- Проект разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный;
- Проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) при реализации Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный».

2. Основание на проведение работ:

- Контракт №4939-УВС-МД от 28.06.2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Каскырбулак Южный, расположенном на территории Атырауской области Республики Казахстан.
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
- Правила проведения государственной экологической экспертизы, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 16 февраля 2015 года № 100.

3. Краткая характеристика площади и проведенных работ:

Месторождение Каскырбулак Южный расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении месторождение входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 40 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 285 км на северо-запад.

Площадь геологического отвода – 31,82 км². Глубина разведки – до кровли кристаллического фундамента.

В период 1992-1997 гг. структура Каскырбулак Южный изучалась сейсморазведкой 2Д.

С целью уточнения строения структуры, в 2000 г. компанией ФИОК, было отработано 8 новых сейсмопрофилей, что составляет 75 пог. км.

В 2004-2005 гг. 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», составленной ГУ Закавказдра в 2005 г. (регист.номер 4АТ-05-990-108), с целью поисков залежей нефти и газа в надолесных отложениях. Скважины вскрыли куптурский ярус нижней перми. По результатам бурения и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважин №№ 2, 3, 4, 7 выявлены нефтеносные горизонты в палеомеловых отложениях, в скважине № 3 - в среднесюрских отложениях.

В нижнемеловых отложениях - 2 горизонта: в нижнем альбе и готерние и в среднесюрских отложениях 2 горизонта - Ю-1, Ю-2.

Продуктивность выявленных горизонтов доказана получением притоков нефти при опробовании.

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

В 2006 году компанией ТОО «Каскитан Энерджи Резерв» был составлен «Проект разведки площади Каскырбулак Южный». Было запланировано 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 куптурский ярус нижней перми. К сожалению, информация по данному проекту и Закавказдра и Казгеоинформ отсутствует.

По выявленным горизонтам изучено геологическое строение, определены эффективные, нефтенасыщенные толщины, пористость, нефтенасыщенность, установлены положения вононефтяных контактов. С целью изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, физико-химических свойств флюидов в скважинах отобран и проанализирован керн, поверхностные пробы, проведены промышленные и гидрогеологические исследования скважин методом КВУ и НК, что позволило провести ТОО «Каскитан Энерджи Резерв» в 2006 году Оперативный подсчет запасов УВ по месторождению Каскырбулак Южный по состоянию на 01.10.2006г.

4. Перечень исходных данных, предоставляемых Исполнителем после подписания Договора на оказание услуг:

- Пакет геологической информации «Базовый» по месторождению «Каскырбулак Южный» в Атырауской области, 2021 г.
- Приложение к Базовому пакету геологической информации по месторождению Каскырбулак Южный в Атырауской области.
- Исторические данные о геолого-геофизической изученности площади работ.
- Другая информация, согласно списку исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору.

5. Геолого-техническое задание на составление «Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный» (далее «Проект»)

5.1 Основные требования к Проекту:

Проект выполняется согласно Приложению №4 к действующим «Методическим указаниям по составлению проекта разведочных работ углеводородов» от 28.08.2018 г. (Методические указания по составлению «Проекта разведочных работ (оценочный этап)»).

Исходную геолого-геофизическую информацию необходимо учесть по состоянию на

01.02.2022 г. (при необходимости выполнить персепитерпретацию), а также любую дополнительную информацию, полученную до завершения работ по анализу разведочных и оценочных работ на площади, результаты которой могут повлиять на принятие проектных решений и выполнение технико-экономических расчетов;

Первый год расчета проектных технико-экономических показателей – 2022 г.;

5.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- Согласование проектного документа с Заказчиком;
- Получение заключения государственной экологической экспертизы;
- Получение заключения независимого эксперта Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР РК);
- Получение заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки в сфере углеводородов (ЦКРР РК).

6. Техническое задание на проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) при реализации Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный (далее «Проект ОВОС»)

6.1 Состав работы:

6.1.1 Состав разделов Проекта ОВОС и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 3 августа 2021 года № 23809).

6.1.2 Выполнить анализ современного состояния компонентов окружающей среды в районе размещения объекта:

- Состояние воздушного бассейна
- Состояние водной среды
- Состояние территории и геологической среды
- Состояние растительного и животного мира
- Физические воздействия
- Социальные условия проживания и здоровья населения.

6.1.3 Выполнить оценку воздействия на окружающую среду при проведении работ в рамках Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каскырбулак Южный (источники, виды, степень и зоны воздействия, в том числе вид, состав, ориентировочные объемы загрязняющих веществ, характер образующихся отходов производства и потребления - вид, объем, класс токсичности) с учетом технических решений, по компонентам:

- Воздушный бассейн (предоставить расчеты в Excel)
- Водная среда
- Территории размещения и геологическая среда
- Растительности и почвы
- Животный мир
- На социальные условия проживания и здоровья населения
- Социально-экономическое развитие территории

6.1.4 Определить мероприятия по снижению негативных воздействий на окружающую среду и социальные условия проживания.

6.1.5 Выполнить предварительную оценку экологического риска.

6.1.6 Выполнить предварительный расчет платежей за нанесение ущерба окружающей среды, в соответствии с действующими методиками

6.1.7 Разработать рекомендации по организации производственного экологического контроля.

6.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта ОВОС:

- Согласование проектной документации с Заказчиком;
- Согласование проектного документа в контролируемых органах согласно действующему законодательству и получение *«Заключения о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду»*. В случае необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду, получение *«Заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду»*.

7. Сроки выполнения работ по проектной документации при проведении разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каскырбулак Южный:

- Проект разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный : февраль 2022г. - август 2022г.;
- Проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) при проведении работ в рамках Проекту разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный»: февраль 2022г. – июль 2022г.

8. Количество экземпляров:

После согласования и утверждения Проект разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный с проектом ОВОС представляется Заказчику на бумажном и электронном носителях в 1-ом экземпляре на русском языке .

9. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

9.1. Наличие лицензии на вид деятельности: лицензия на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа. Полная; составление проектных документов; технологических регламентов; технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья;

9.2. Наличие лицензии на выполнение и оказание услуг в области охраны окружающей среды;

9.3. Наличие у потенциального поставщика опыта, обязательное участие основных специалистов, главных специалистов по геологии, геофизике, разработке, гидродинамическому моделированию которые являются авторами предыдущих работ (проектные документы);

9.4. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, при необходимости должны учитываться в проектной документации;

9.5 Подрядчик обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.

9.6. При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устранить замечания от имени Исполнителя с согласования с Заказчиком.

9.7. Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться с согласования Заказчика.

9.8. Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проектную документацию после согласования с Заказчиком.

Главный геолог
ООО «Petrocraft»



СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Название раздела	Стр.
1	2	3
1	ВВЕДЕНИЕ	11
2	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	15
3	ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ УЧАСТКА НЕДР В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ	18
4	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
4.1.	Литолого-стратиграфический разрез	19
4.2.	Тектоника	24
4.3.	Нефтегазоносность	36
4.4.	Гидрогеологические условия	54
5.	ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	55
5.1.	Объем и результаты полевых геологических и геофизических исследований	55
5.2.	Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ	58
5.3.	Изученность месторождения бурением	58
5.4.	Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность	62
5.4.1	<i>Геофизические и геохимические исследования</i>	62
5.5.	Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин	65
5.6.	Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек и изученность подсчетных параметров по керну	68
5.7.	Состояние запасов нефти, газа и конденсата и их достоверность	72
5.8.	Геометризация свойств и оценка точности разведки залежей и месторождения	75
5.9.	Обоснование коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата	75
6	МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	76
6.1.	Цели и задачи проектируемых работ	76
6.2.	Обоснование этажей оценочных работ	76
6.3.	Размещение скважин	76
6.4.	Геологические условия проводки скважин	79
6.5.	Характеристика промывочной жидкости	80
6.6.	Обоснование типовой конструкции скважин	80
6.7.	Оборудование устья скважин	81
6.8.	Комплекс геолого-геофизических исследований	81

6.8.1.	Отбор керна и шлама	81
1	2	3
6.8.2.	Геофизические и геохимические исследования в скважинах	83
6.8.3.	Опробование, испытание и исследование скважин	84
6.8.4.	Лабораторные исследования	87
7	ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	89
8	ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ.	90
9	ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ.	94
10	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	95
10.1	Охрана атмосферного воздуха	
10.2	Охрана и рациональное использование земельных ресурсов	
10.3	Охрана поверхностных и подземных вод	
10.4	Охрана недр	
11.	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ	96
12.	ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	97
13.	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	98
13.1.	Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа	98
14.	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ	101
15.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ	104
	ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунка	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Геологический отвод	13
2.	1.2	Картограмма	14
3.	2.1.	Обзорная карта района работ.	17
4.	3.1	Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный.	18
5.	4.2.1	Структурная карта по ОГ Пф.	25
6.	4.2.2	Структурная карта по ОГ П1-б	28
7.	4.2.3	Геологический разрез юго-восточного борта Прикаспийского бассейна.	30
8.	4.2.4	Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса	31
9.	4.2.5	Структурная карта по V отражающему горизонту	33
10.	4.2.6	Структурная карта по III отражающему горизонту	34
11.	4.3.1	Геологический профиль через скважины 1-4	37
12.	4.3.2	Геологический профиль через скважины 6-7-2-4-3-5	39
13.	6.4.1	Схема размещения проектных скважин	78
14.	6.4.2	Геологический профиль через скважины 7-2-Р-14-4-3	78

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ табл.	Наименование таблицы	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1.	Географо-экономические условия	15
2.	4.1.1	Стратиграфические разбивки скважин	23
3.	4.3.1	Характеристика толщин пластов и показатели неоднородности	46
4.	4.3.2	Обоснование водонефтяных контактов по горизонтам и блокам	50
5.	4.3.3.	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	53
6.	5.1.1.	Геолого-геофизическая изученность района работ	57
7.	5.2.1	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	58
8.	5.3.1	Изученность территории глубоким бурением	61
9.	5.4.1.1	Объем промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах	63
10.	5.4.1.2	Средневзвешенные величины пористости и насыщенности по горизонтам	64
11.	5.4.1.3	Положение ВНК по данным ГИС	65
12.	5.5.1	Результаты опробования скважин	67
13.	5.6.1	Освещенность керном продуктивных горизонтов	69
14.	5.6.2	Сведения по отбору керна из разведочных скважин	69
15.	5.7.1	Сопоставление Кп керн и Кп ГИС	73
16.	5.7.2	Сопоставление Кнг керн и Кнг ГИС	73
17.	5.7.3	Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях	74
18.	6.3.1	Перечень проектных скважин	77
19.	6.4.1	Геологические условия проводки скважин	79
20.	6.4.2	Ожидаемые осложнения при бурении	79
21.	6.5.1	Параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин	80
22.	6.6.1	Сводные данные по типовой конструкции скважины Р-14, глубиной 750м	81
23.	6.7.1	Оборудование устья скважин	81
24.	6.8.1.1	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама	82
25.	6.9.2.1	Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах	83
26.	6.9.3.1.	Предполагаемые интервалы испытания скважины Р-14.	84
27.	6.9.3.2	Предполагаемые интервалы опробования скважины Р-14 в обсаженном стволе	86
28.	6.8.4.1	Лабораторные исследования	87

1	2	3	4
29.	8.1	Сметная стоимость ликвидации скважины Р-14	91
30.	8.2	Используемые расходные материалы	92
31.	8.3	Вспомогательная техника	92
32.	8.4	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	93
33.	8.5	Сводная таблица затрат на установку тумбы с репером	93
34.	8.6	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважины	93
35.	11.1	Календарный план бурения проектных скважин	96
36.	11.2	Календарный план работ на период разведки	96
37.	12.1	Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2027гг	97
38.	13.1.1	Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа	99
39.	14.1	Основные технико-экономические показатели оценочных работ	101

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Заключение метрологической экспертизы	
2	Протокол НТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг»	
3	Протокол СТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг» и ТОО ««Бузачи Нефть»	
4	СПРАВКА о рассылке отчета	
5	Заключение государственной экологической экспертизы	
6	Экспертное заключение независимого эксперта ЦКРР РК	
7	Копия лицензии на право проектирования горных работ.	

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	Номер Прил.	Номер листа прил.	Масштаб	Степень секрет.
1	Карта сейсмической и буровой изученности	1	1		н/с
2	Тектоническая карта	2	1		н/с
3	Сводный литолого-стратиграфический разрез	3	1		н/с
4	Структурная карта по кровле нижнего мела	4	1	1:25 000	н/с
5	Структурная карта по ОГ III	5	1	1:25 000	н/с
6	Структурная карта по ОГ V	6	1	1:25 000	н/с
7	Структурная карта по ОГ VI	7	1	1:25 000	н/с
8	Корреляционная схема	8	1		н/с
9	Подсчетные планы	9	1		н/с
10	Временные разрезы по линиям f-ad-0021a, f-ad-0021b, f-ad-0561	10	1		н/с
11	Геолого-геофизические профили по линиям I-I, II -II, III - III	11	1		
12	Панель по структуре	12	1		н/с
13	Геолого-технический наряд (ГТН)	13	1	1:5 000	н/с

1.ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Каскырбулак Южный является ТОО «Petrocraft», имеющее Контракт №1939-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 креулисное, 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 признаки нефти в виде насыщенности и пропитанности пород верхнего и нижнего мела, средней юры.

В 1974-1979, 1992-1997г.г. на структуре проводилась сейсморазведка методом 2Д.

В 2000г. 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 $4\text{м}^3/\text{сут.}$

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.

По выявленным горизонтам 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.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Настоящим Проектом предусматривается переинтерпретация ранее проведенных 2Д сейсморазведочных работ на контрактной территории, дальнейший сбор геолого-геофизической информации по пробуренным скважинам и на основе этого бурение одной независимой скважины и проведение оценки ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях.

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

Приложение № 2
к Контракту на
разведку и добычу углеводородов

Приложение № _____
к Контракту № от _____
на право недропользования
углеводородов
(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 Казахстан 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

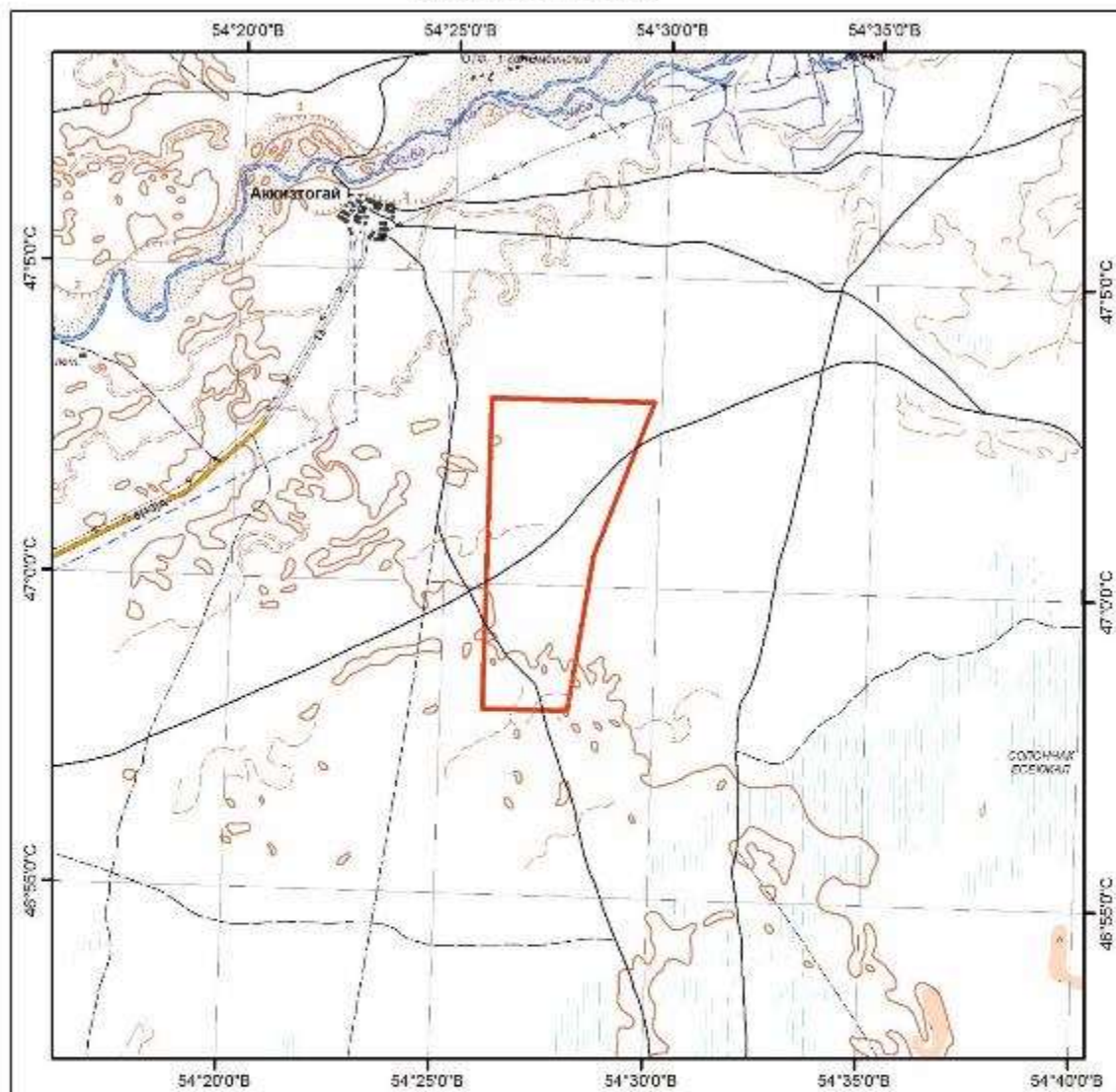
г. Нур-Султан,
май, 2021 г.

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

Рис. 1.1. Геологический отвод

Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный в Атырауской области

Масштаб 1 : 175 000



Условные обозначения:

- контур месторождения
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- реки пересыхающие
- горизонтали
- реки с шириной в масштабе карты
- болота проходимые, камышовые
- пески ячеистые
- пески бугристые
- кварталы в населенных пунктах

Рис. 1.2. Картограмма

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Данные по географо-экономическим условиям района работ приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1

Географо-экономические условия

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Площадь Каскырбулак Южный расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины.
2	Место базирования НГРЭ	Жылыойский район Атырауской области РК.
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров. Самым возвышенным местом является бугор Кольжан, отметка которого над уровнем моря равна +35,5 м.
4	Характеристика гидросети и источников питье вой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	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.
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	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).
6	Количество осадков	Количество выпадающих осадков 200мм в год.
7	Преобладающее направление ветров и их сила	В течение всего года преобладают ветры, дующие с северо-востока и востока. Во время дождей, часть района заболачивается и становится труднопроходимой для автотранспорта.
8	Толщина снежного покрова и его распределение	-
9	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь.
10	Населенные пункты и расстояния до них	Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 40 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 285 км на северо-запад.
11	Состав населения	В основном казахи

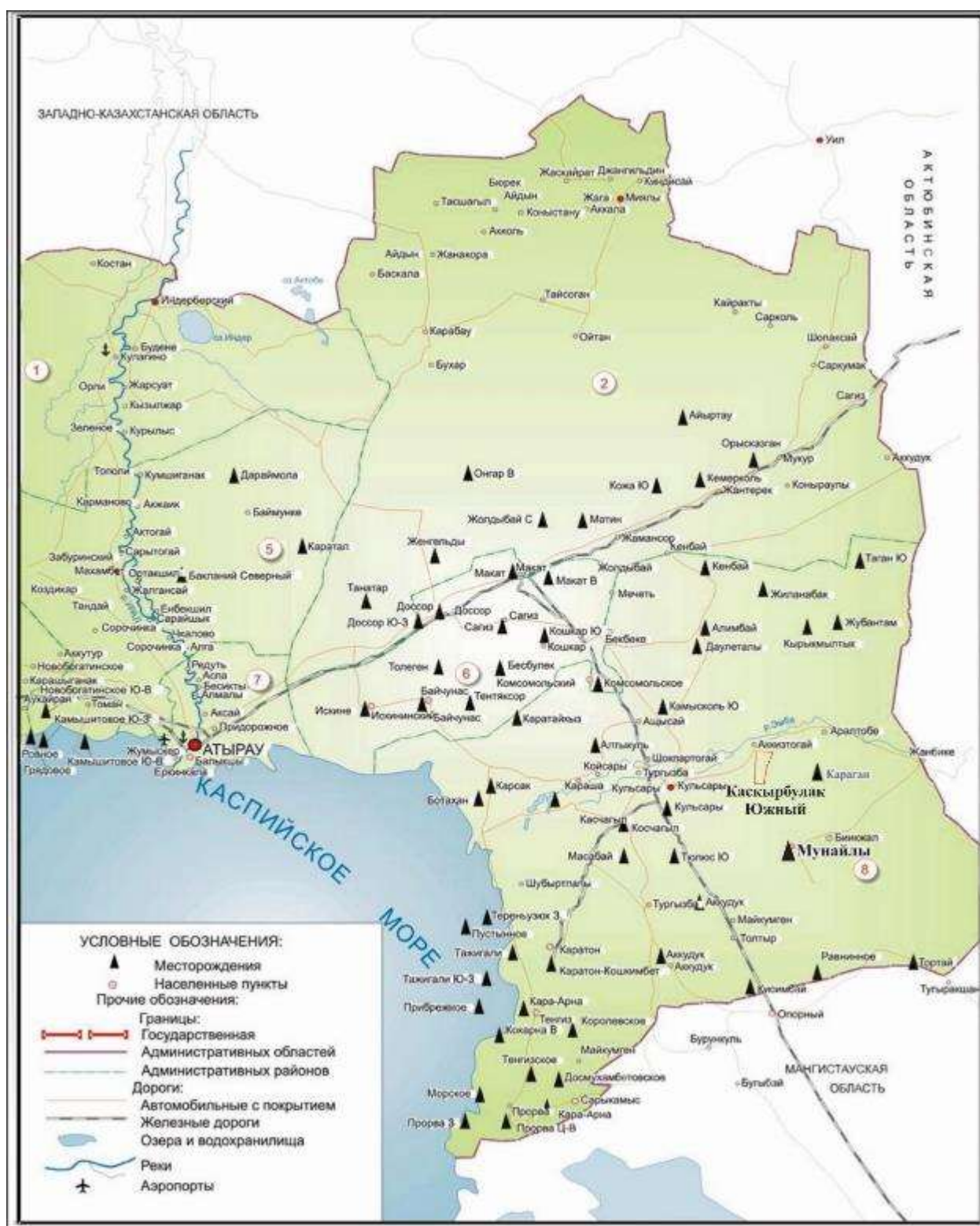


Рисунок 2.1- Обзорная карта района работ.

3. ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ УЧАСТКА НЕДР В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ.

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

Перспективы нефтегазоносности связаны с меловыми и юрскими горизонтами.

Всего, на участке Каскырбулак Южный, запасы по юрско-меловым отложениям согласно ОПЗ в целом по месторождению составляют:

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

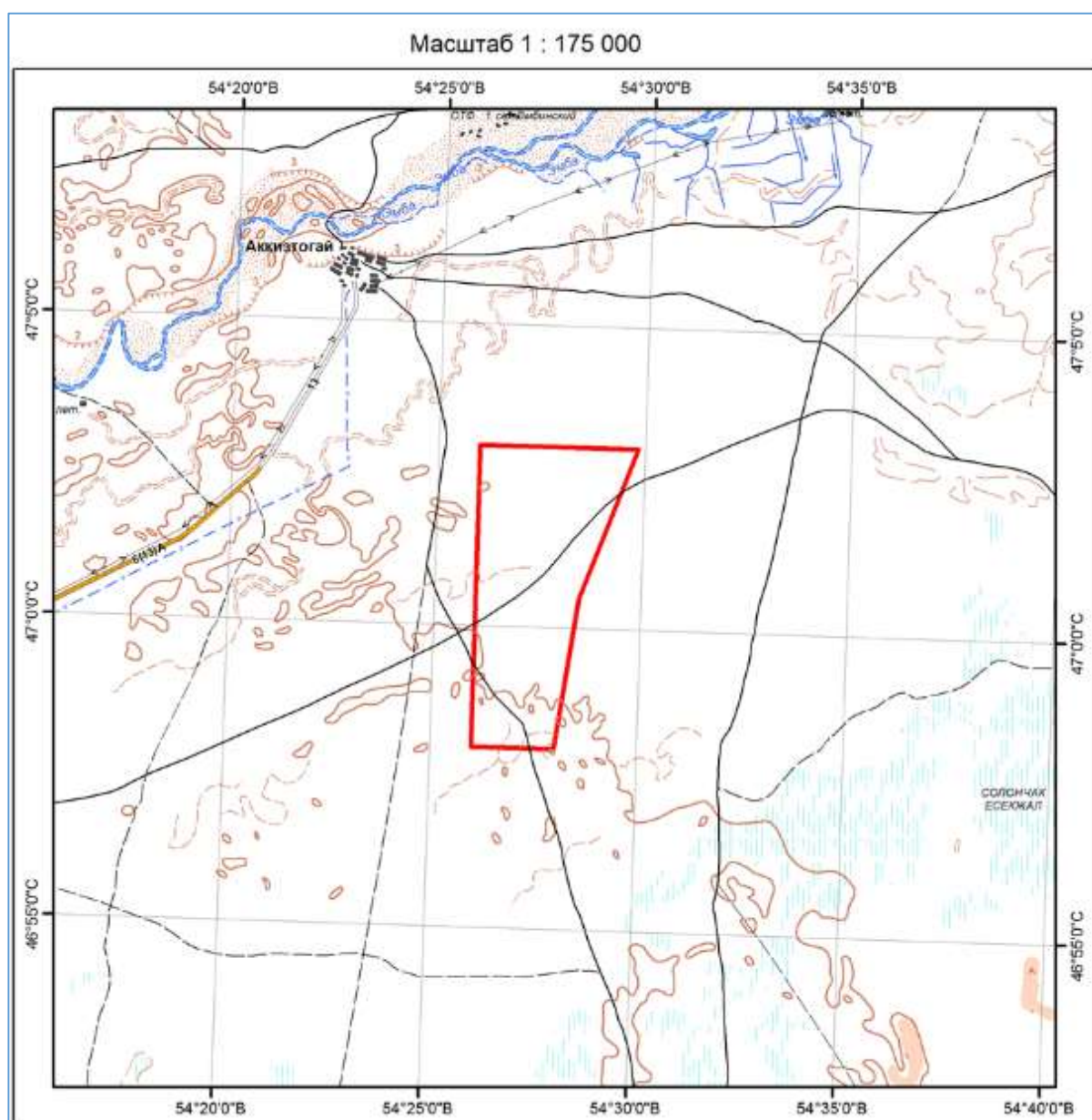


Рис.3.1. Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

4.1. Литолого-стратиграфический разрез

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 параметрических и глубоких скважин, пробуренных на площадях Биикжал, Каскырбулак Южный и других структурах Адайского блока (Суишбек, Улькентобе Ю-3, Ушмола, Кумшеты) (граф.прил 3).

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 4.1.1.

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_{1k}

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 прослои 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).

Пермотриас – РТ

Нерасчлененная толща пермотриасовых 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 состоят из обычных лагунных осадков, характеризующихся 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 прослои 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 – K_{1g}

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

Глины серые, голубовато-серые, плотные реже алевроитистые.

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 керн палинологическим методом, отобранного в скважине 3. В результате анализа обнаружены споры и пыльца, причем пыльца преобладает над спорами.

Доминирующее место среди одношковой пыльцы занимает *Classopollis* (*Brachyphyllum Pogiophyllum*); *Podozamites*; *Inaperturopollenites*; *Cupressaceae-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.

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 керн 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 бейнеттитовые. 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 – К₂

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).

Таблица 4.1.1.

Стратиграфические разбивки скважин

Крыло	№№ скважи	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 Р
						верхний	нижний К ₁		средняя J ₂	нижняя J ₁		Нижний Р ₁
						К ₂	К _{1al}	К _{1g}	J _{2bs}	J ₁	РТ	Р _{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

4.2 Тектоника

Исследуемая площадь находится на юге Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока солеродный бассейн.

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. Самым западным поднятием в этой системе является Астраханское, где фундамент залегает на глубине 8 км, оно имеет размеры 100x80 км, амплитуду 1,5 км. С востока оно отделено от Северо-Каспийского поднятия крупным меридионально вытянутым тектоническим нарушением и Заволжским прогибом. На севере Астраханское поднятие ограничено Сарпинским прогибом, на юге - Днепровско-Донецким. По вышележащим отложениям подсолевого комплекса с Астраханским поднятием связана крупная карбонатная постройка девонско-башкирского возраста.

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.

Биикжалское поднятие расположено на восточной половине Прикаспийского бассейна, который делится по Аграханно-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

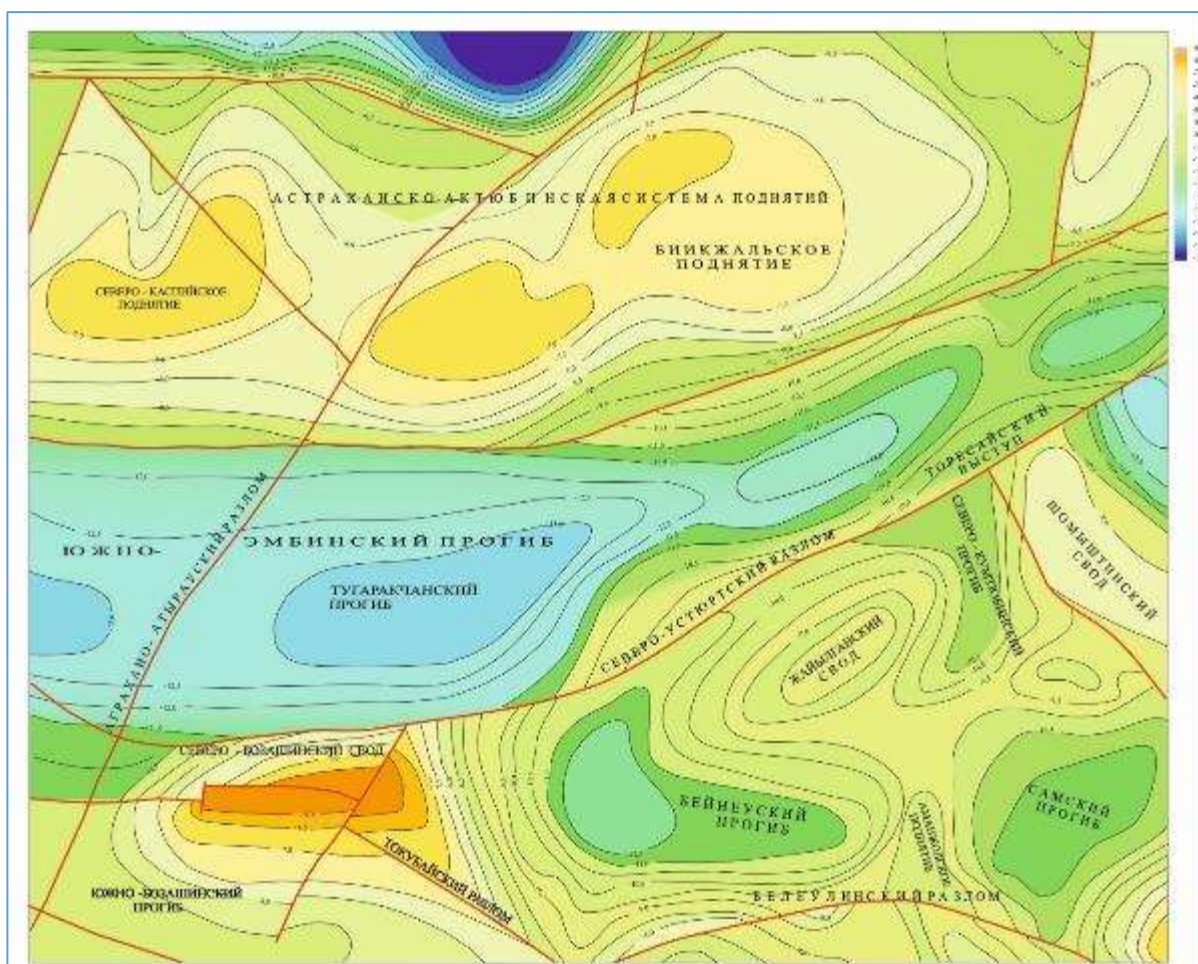


Рис.4.2.1. Структурная карта по ОГ Пф.

согласуется с поведением P_3 отражающего горизонта, отображающего особенности строения додевонских отложений. Глубина залегания их достигает 8-10 км.

Наиболее крупными тектоническими элементами (рисунок 4.2.1) здесь являются Атырауский свод и Южно-Эмбинский прогиб, которые соответствуют в плане Биикжальскому поднятию и Тугаракчанскому прогибу по фундаменту.

По северо-западному склону Южно-Эмбинского поднятия сформирована серия локальных поднятий, объединенных в отдельные тектонические зоны, одной из которых является Маткен-Ушмолинская зона. Небольшими ундуляциями она разделяется на отдельные поднятия, как Азнагул (Карашунгул), Жаумбай, Конысбай, в сводах которых поверхность палеозойского размыва залегает на глубинах 4.1 - 4.6 км. Южнее этой зоны выделяется менее протяженная Айршагыл-Караойская зона поднятий, где наблюдается более мелкое залегание, палеозойских отложений и менее выраженное отражение в подсолевом ложе.

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 надсолевую верхнепермско-кайнозойские отложения.

Подсолевой палеозойский комплекс разделяется на три структурных этажа: нижнепалеозойский, эйфельско-нижнефранский и среднефранско-нижнепермский (докунгурский), границы между которыми проходят по отражающим горизонтам: P_3 и P_2^d .

По горизонту P_3 строение юго-востока Прикаспия в целом повторяет поведение поверхности фундамента, но особенностью горизонта P_3 является наличие крупных поднятий в прогнутых зонах, к примеру, Приморского и Жылыойского поднятий. Согласно геофизическим данным, по горизонту P_3 в пределах зон развития карбонатных построек обособляются локальные поднятия Южное, Тенгиз, Каратон, Королевское, Кашаган.

Диапазон изменения глубин небольшой. Наиболее приподнятая часть – центральная, где глубины горизонта изменяются от 7,2 до 7,6 км. В сторону границы с Северным Устюртом поверхность P_3 погружается до 10,0 км на Северном Мынсуалмасы. Фиксируемые по данным сейсморазведки немногочисленные нарушения простираются параллельно борту бассейна.

Область прослеживания горизонта P_3 ограничена Северо-Устюртским разломом.

Отражающий горизонт P_3 не вскрыт скважинами, поэтому о вещественном составе и возрасте залегающих ниже него пород можно судить лишь по геофизическим данным. Предположительно, они сложены нижнепалеозойскими карбонатно-эффузивными породами основного состава. Толщины нижнепалеозойских отложений не выдержаны и в целом увеличиваются в западном направлении вне связи с основным простираем изогипс поверхности фундамента. В результате направление структур по отражающему горизонту P_3 субширотное, в то время как структуры фундамента ориентированы, в основном, в северо-восточном направлении.

Надо отметить также изменение толщины нижнепалеозойского комплекса от внутренней зоны к борту. Так, в районе Астраханско-Актюбинской системы поднятий горизонт P_3 почти совпадает с горизонтом P_2^d в районе Биикжала, тогда как в Южно-Эмбинском прогибе толщина отложений между этими горизонтами составляет более 2 км.

По кровле отражающего горизонта P_3 выделяются Приморский свод, Жылыойский свод, Северо-Колтыкский прогиб и Торесайский выступ.

Помимо горизонта P_3 в девонской части разреза выделяется горизонт P_2^D , приуроченный к кровле эйфельско-нижнефранских отложений. Между отражающими горизонтами P_3 и P_2^D заключен терригенно-карбонатный комплекс среднего-низов верхнего девона, охватывающий, предположительно, весь Прикаспийский бассейн вплоть до южного – юго-восточного склонов Астраханско-Актюбинского поднятого блока фундамента /17/ (рисунок 4.2.1).

Рассматриваемый девонский комплекс между горизонтами P_3 и P_2^D имеет важное значение как с точки зрения разработки геодинамических моделей развития Прикаспийского бассейна (этот комплекс пород соответствует времени заложения Южно-Эмбинского рифта, приведшего к погружению девонских отложений в южном направлении), так и относительно вопросов нефтегазообразования. Эти породы рассматриваются как основной нефтегазоматеринский комплекс для уникальных месторождений, приуроченных к вышележащим карбонатным платформам, таким как Кашаган-Тенгизская и Астраханская, где толщины эйфельско-нижнефранских отложений увеличиваются до 1,5 км, тогда как средние значения 0,5-0,6 км.

Среднефранско-нижнепермский структурный этаж характеризуется наиболее сложным строением. В его разрезе отмечается ряд несогласий, выпадение отдельных стратиграфических подразделений, латеральные изменения литологического состава, существенно осложняющих расшифровку структуры докунгурских образований. Строение верхнего подсолевого этажа, охарактеризованного сейсмическими горизонтами P_2^D , D_c , P_2^1 , P_2 , P_1 , а также многочисленными данными глубоких скважин, является объектом детального изучения геодинамического положения крупных тектонических элементов на юге и юго-востоке Прикаспийского бассейна.

Начиная с поздневизейского времени на юго-восточном борту Прикаспия закладывается Южно-Эмбинская карбонатная платформа, которая имеет двухчленное строение, причем возраст слагающих платформу карбонатных комплексов моложе, по сравнению с Кашаган-Тенгизской. Она включает окско-позднекаменноугольный (между отражающими горизонтами P_2^1 и P_2) и сакмарский (между P_2 и P_1) комплексы.

В глубь бассейна карбонаты сменяются маломощными терригенными отложениями. Вдоль северного склона Южно-Эмбинского поднятия выделяются протяженные, субпараллельно вытянутые антиклинальные поднятия Тортай, Равнинная и Елемесская система поднятий, подтвержденные по данным бурения, с которыми оказались связаны нефтяные залежи, как непосредственно в терригенно-карбонатной толще среднего карбона, так и в нижележащем комплексе визейско - турнейского возраста.

Сейсмический отражающий горизонт P_1 по всей территории Прикаспийского бассейна приурочен к предкунгурской поверхности размытия и отражает особенности строения современной региональной структуры подсолевого комплекса Прикаспия. Гипсометрическое положение изменяется

карбона уже перекрываются верхнепермско-триасовыми отложениями и погружаются на глубину свыше 5 км.

От площади Маткен параллельно простиранию Южно-Эмбинского поднятия вдоль его северной границы до широты структуры Биикжал, вниз по падению горизонта Π_1 выделяется Маткен-Ушмолинская ступень, которая представляет собой моноклираль, погружающуюся от северных склонов Южно-Эмбинского поднятия до Биикжала с отметок –2,1-2,3 км до –5км. На общем фоне этой моноклинали по отражающему горизонту Π_1 получают отображение небольшие по амплитуде и размерам структуры, такие как Аккудук, Ушмола, Улькентобе.

Далее на запад от Маткен-Ушмолинской ступени выделяется Кашаган-Тенгизская зона поднятий, представленная локальными поднятиями такими, как Каратон, Королевское, Тенгиз, Огайское, Южное, в западной части которой у восточного побережья Северного Каспия бортовые ступени по поверхности подсолевого ложа исчезают. Здесь вырисовывается обширная структурная терраса. Наиболее крупным поднятием по подсолевому комплексу в акватории Каспийского моря является Жылыойское. На севере структурная терраса переходит в пологую моноклираль, погружающуюся в сторону внутренних районов Прикаспийского бассейна. По мнению Куандыкова Б.М. Жылыойское поднятие сложено карбонатами девонско-каменноугольного возраста значительной мощности, образовавшимися в относительно лучших палеогеографических условиях (чистота, преобладание рифовых построек, лучшие коллекторские свойства), чем Тенгиз, Королевское, Южное, Каратон и др.

Обобщая описание строения палеозойского комплекса юго- восточного борта Прикаспийского бассейна можно отметить несоответствие структурных планов по отражающим горизонтам Π_1 и Π_2 с одной стороны и горизонта Π_3 , с другой.

Так, в рельефе более древних комплексов отложений структурные элементы характеризуются большей выраженностью, чем по поверхности более молодых отложений. По поверхности Π_3 горизонт имеет общее погружение на юго- восток, а по горизонтам Π_1 и Π_2 наблюдается общее воздымание на юго- восток в сторону Южно-Эмбинского поднятия, что объясняется развитием Южно-Эмбинского рифта и его последующей инверсией. В девоне с образованием рифта нижнепалеозойские и девонские отложения были вовлечены в погружение в южном направлении, а сформировавшиеся после инверсии средне-верхнекаменноугольные и нижнепермские образования приобрели наклон на север.

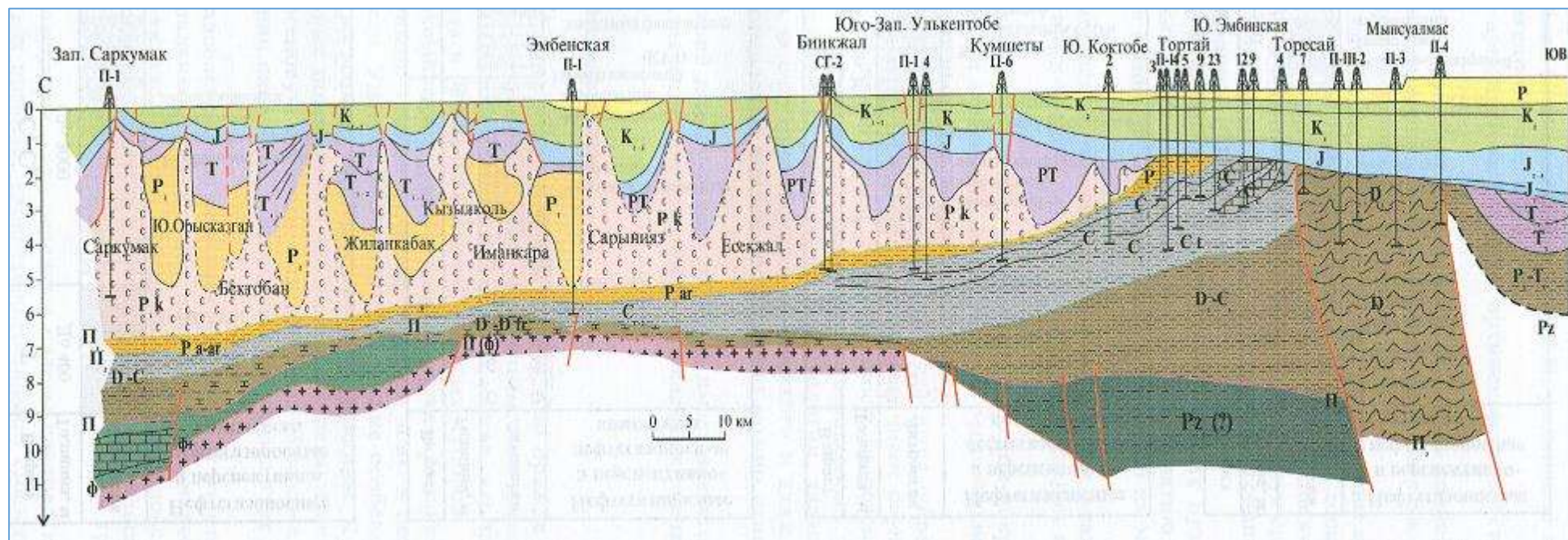


Рис 4.2.3. Геологический разрез юго-восточного борта Прикаспийского бассейна.

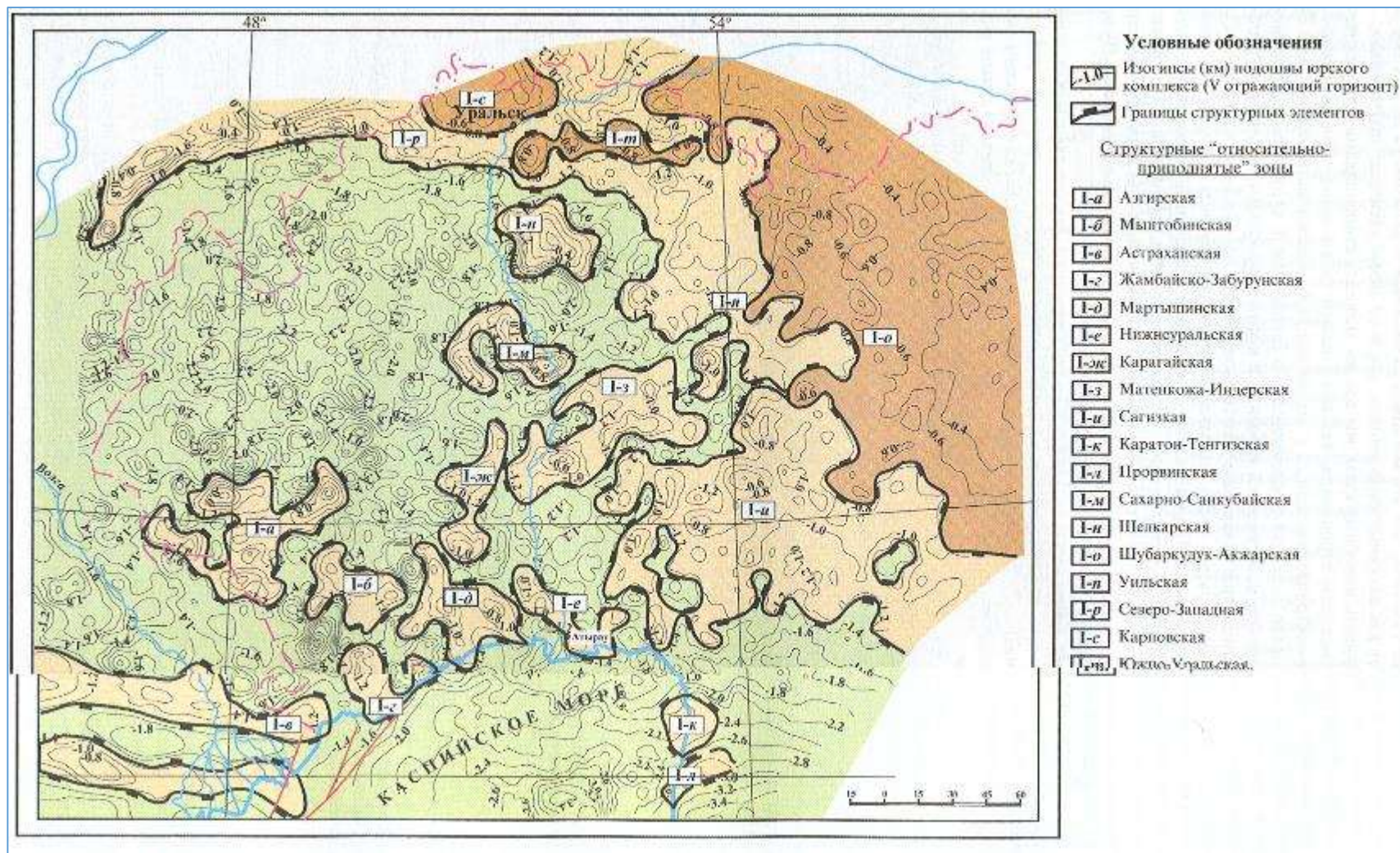


Рис.4.2.4. Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса

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.7). 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 соляно-купольными 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.

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.

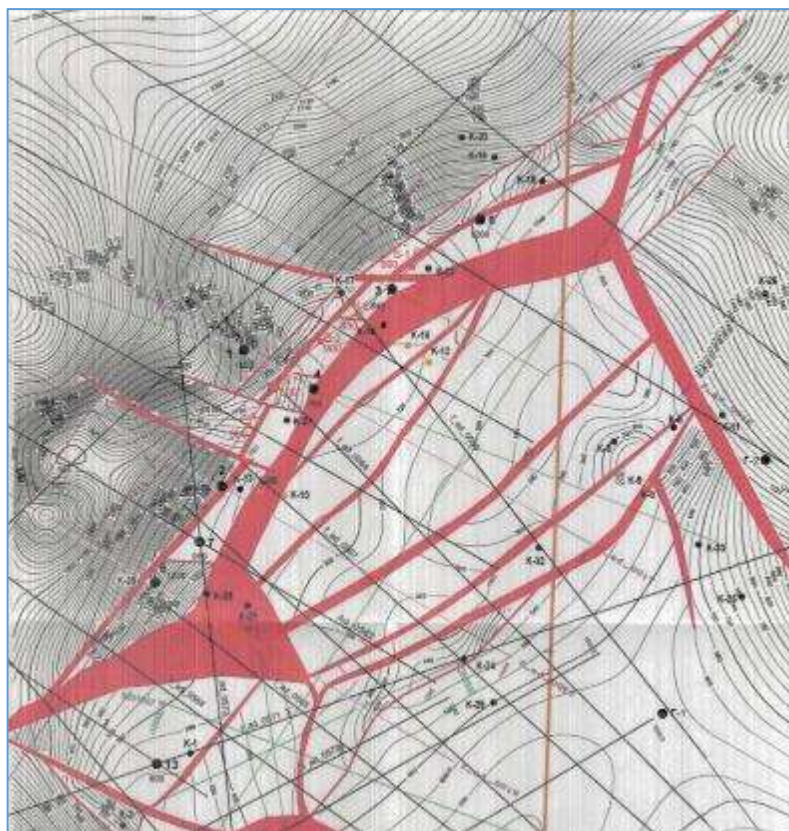


Рис. 4.2.5. Структурная карта по V отражающему горизонту

Ниже приводится более подробное описание тектонического строения юрско-палеогенового комплекса т. к. с ним связана нефтеносность рассматриваемой площади.

Юрско-палеогеновый структурно-тектонический этаж с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на кунгурско-триасовом этаже. Строение этажа определяется также тектоникой соли.

По III отражающему горизонту структура представляет собой антиклинальную складку 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.4.2.6 , граф. прил 5).

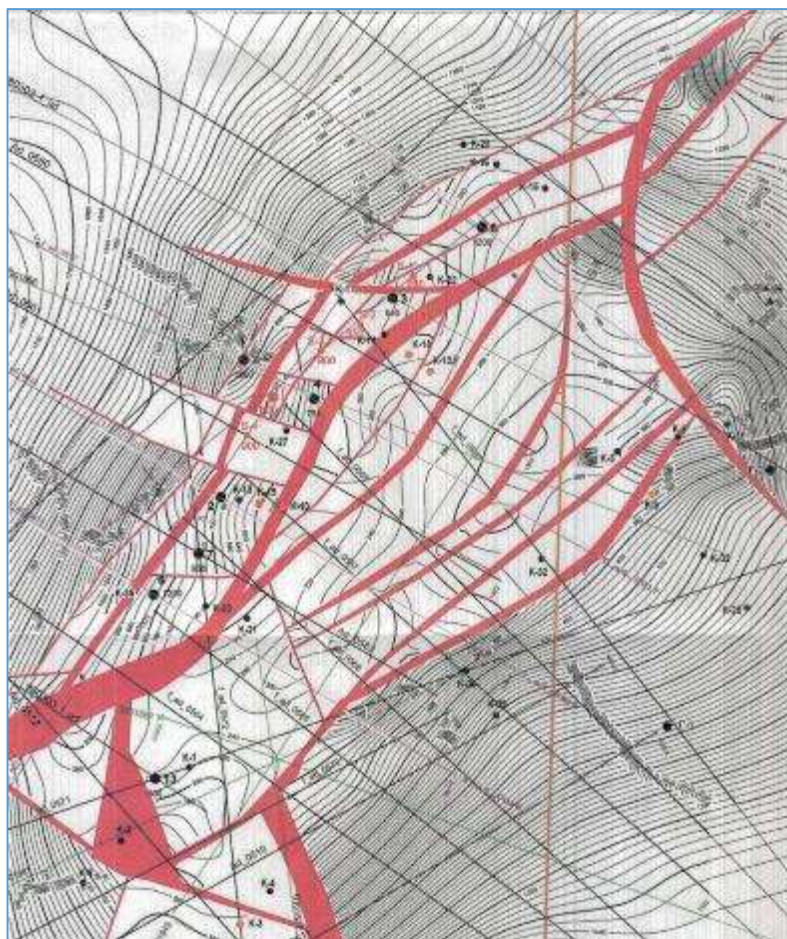


Рис.4.2.6. Структурная карта по III отражающему горизонту

Северо-западное крыло изображается полузамкнутой 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. 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. 5).

Северо-западное опущенное 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 6,0х0,75км, 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 моноклинальным 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 х 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 3,0х1,0км, 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 пермотриаса, 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 х 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 1,0х0,25км, 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.

4.3 Нефтегазоносность

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

Впервые 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.

В 2004-2005гг на северо-западном крыле структуры Каскырбулак Южный пробурено 8 разведочных скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 13. В четырех скважинах (2, 3, 4, 7) по комплексу ГИС были выделены 2 нефтеносных горизонта 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.

Всего по месторождению извлекаемые запасы составили:

по категории C_1 – 312,00 тыс. т, по категории C_2 – 337,00 тыс. т, в том числе: По K_{1al} ; K_{1g} : по категории C_1 – 302,4 тыс. т, по категории C_2 – 288 тыс. т; по Ю-I+II: по категории C_1 – 9,7 тыс. т, по категории C_2 – 49 тыс. т;

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.

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

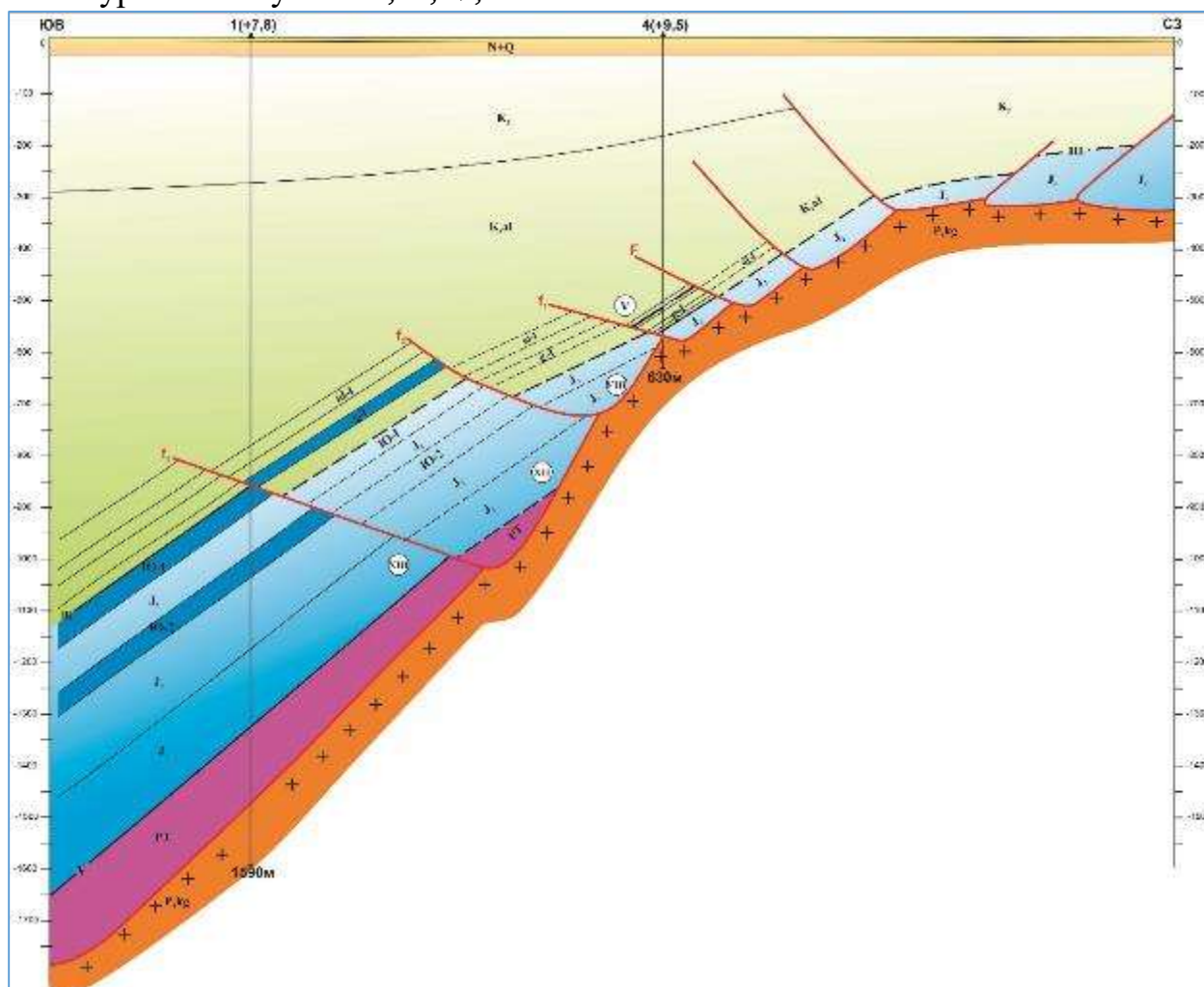


Рис.4.3.1. Геологический профиль через скважины 1-4

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, алевроитисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков. Песчаные пропластки хорошо пропитаны нефтью.

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

Горизонт выражен 1-7 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчанистости 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 средневзвешанный 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.

Блок I. В пределах блока пробурены 2 разведочные скважины 2, 7 и 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 коллекторы в своде минус 440 м. Максимальная отметка нефти по ГИС в скважине 2 минус 582,6м, но так как скважин по падению горизонта нет, то условно принимается, что горизонт в пределах блока полностью нефтенасыщен до отметки минус 600м. Высота залежи составляет -17,4м, размер залежи 0,57х1,2км.

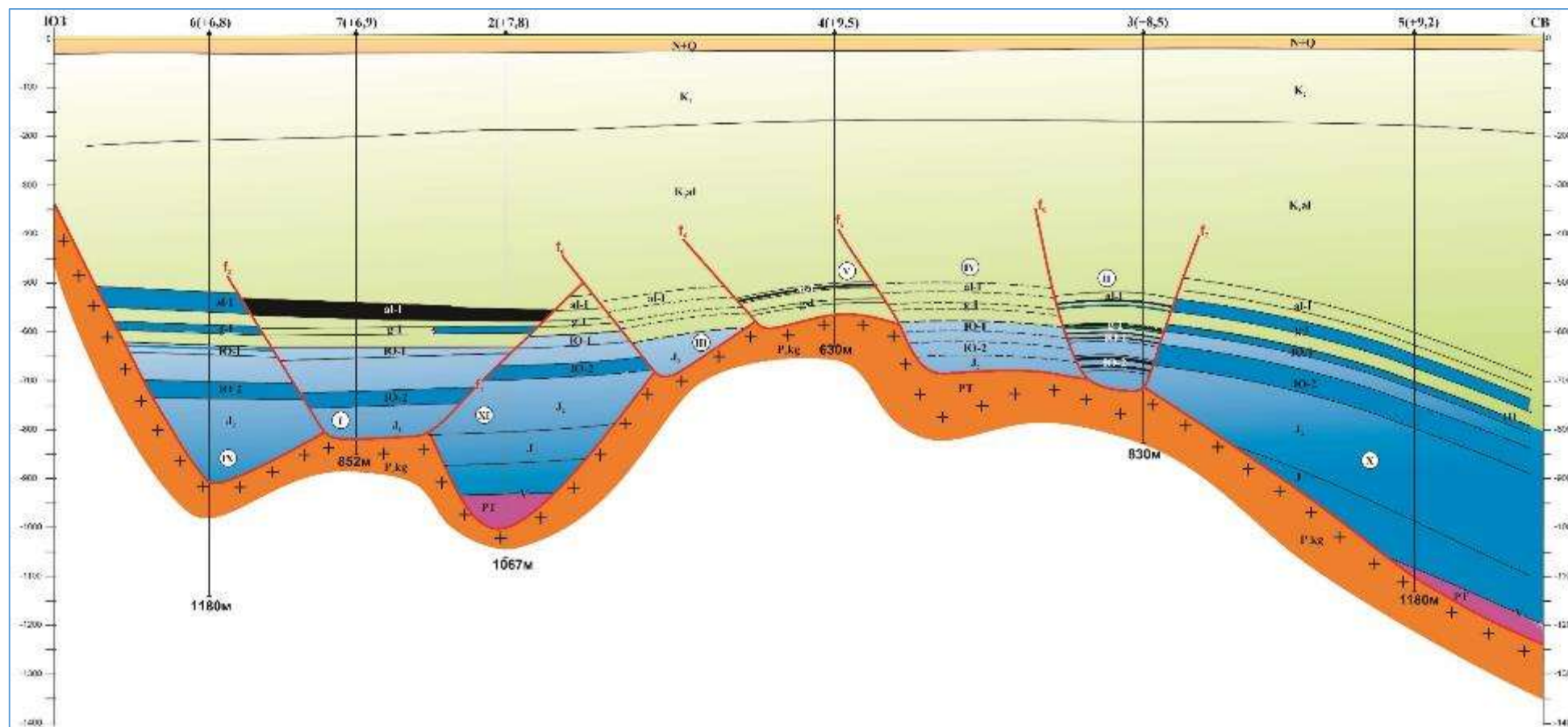


Рис.4.3.2. Геологический профиль через скважины 6-7-2-4-3-5

Продуктивность доказана опробованием горизонта в скважинах 2, 7 и получением безводных притоков нефти дебитами $4\text{м}^3/\text{сут}$ и $7\text{м}^3/\text{сут}$ соответственно.

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

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

По ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,286 до 0,35д.ед по скважине 2 и от 0,21 до 0,327д.ед по скважине 7, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,687 до 0,754д.ед по скв. 2 и от 0,612 до 0,867д.ед по скважине 7.

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

Блок II. По отношению к блокам IV, X является приподнятым. 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 алевроитисто-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 - 0,34д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,778д.ед.

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

Площадь нефтеносности категории C_1 – 69,5тыс.м², в том числе нефтяная – 58,2тыс.м².

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блоки III, IV. Блоки бурением не изучены и нефтенасыщенные коллекторы выделены условно по аналогии с блоками I, V, II.

Отметка кровли горизонта в своде блока III минус 420м, максимальная минус 580м, высота залежи – 160м, размеры залежи – 0,55х0,5км. Площадь нефтеносности составляет 282,8тыс.м².

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 песчанистостью – 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, X бурением не освещены, поэтому нефтеносность берется по аналогии с блоком II. В блоках IX, I, III 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 0,85х0,24км.

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 – 0,649д.ед, расчлененности – 4.

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

ФЕС коллекторов определялись по керну и по ГИС. По керну открытая пористость – 0,363д.ед, насыщенность 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 C_2 .

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 0,315 д.ед, по готеривскому – 0,305 д.ед, нефтенасыщенности наоборот выше по готеривскому горизонту и составляет 0,801 д.ед, против 0,737 д.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 f_4, f_5, f_6, f_7, f_8 на 10 блоков - I, II, III, IV, VI, VII, VIII, IX, X, XI. Блок V в районе скважины 4 через основной сброс f контактирует солью, 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 620 м, высота залежи 60 м, 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 песчанистости -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.

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

Залежь треугольной формы, ограниченная с севера сбросом f₆, с запада сбросом f₁, с востока основным сбросом F.

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

Площадь нефтеносности -61тыс. м². Запасы нефти отнесены к категории С₂.

Блок X. В блоке пробурена скважина 5. По ГИС коллектор в скважине водонасыщен. Блок с юга ограничен сбросом f₇, с юго-востока - основным сбросом F, с северо-запада сбросом f₁, 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 х 0,7км.

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

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

По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,26 до 0,265 д.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 -0,236 д.ед, нефтеносности -0,582 д.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 х 0,3 км.

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

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчанистости -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 х 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 х 0,4 км.

Нефтенасыщенная толщина принята как половина значения по скважине 3.

Площадь нефтеносности составляет 130тыс.м², запасы нефти отнесены к категории С₂.

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 4.3.1.

Таблица 4.3.1

Характеристика толщин пластов и показатели неоднородности

Гори-зонт	№ скв.	Общая толщина, м	Эффективная толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Водонасыщенность, м	Расчлененность	Песчанность
al-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
				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 al-1		28,6	12,5	8,6	13,9	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

Гори-зонт	№ скв.	Общая толщина, м	Эффективная толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Водонасыщенность, м	Расчетная	Песчаность
				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

Водонефтяные контакты.

Залежь al-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.

Исходя из вышеизложенного, горизонт принимается полностью нефтенасыщенным.

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.

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.

Блок X. Нефтеносность установлена по аналогии с блоком II. ВНК принимается по аналогии на отметке минус 589м.

Блок IV. Горизонт полностью нефтенасыщен.

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. Условный контур нефтеносности принимается по нижней отметке нефти по ГИС минус 630,5м.

IV, X блоки нефтенасыщены по аналогии с блоком II, поэтому ВНК принимается на той же отметке.

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.

IV, X блоки нефтенасыщены по аналогии с блоком II. Блок IV нефтенасыщен полностью, блок X – до глубины 690,5м.

Обоснование водонефтяных контактов по горизонтам, блокам приведено в таблице 4.3.2.

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.

Исследования проб производилось в аналитическом центре ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау.

Всего отобрано и проанализировано 9 проб, в том числе по горизонтам al-1 – 7 проб (I блоку – 5 анализов по 2 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. 4.3.2.

Таблица 4.3.2

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 положени е воды по ГИС, м	Высокая отметка получени я 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
		7	-569,4	-568,1	-	-		
	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

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

Блок I. В пределах блока отобрано и изучено 5 поверхностных проб нефти по скважинам 2, 7.

Плотность нефти по горизонту в стандартных условиях изменяется от 0,9140 до 0,9324 г/см³, при среднем значении – 0,9179 г/см³.

Кинематическая вязкость при 20°C в среднем составляет 1029,3 мм²/с, а при 50°C 198,3 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 0,76 мас. и в среднем составляет 0,65 мас., парафина – 1,7 мас., кокса – 3,17 мас.

Из группового углеводородного состава определено содержание смол силикагелевых и асфальтенов. В среднем содержание смол силикагелевых составляет 24 мас., асфальтенов – 2,37 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 26,4% обем.

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 64,55 мм²/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 0,9011 г/см³, кинематической вязкостью при 20°C – 155,9 мм²/с, а при 50°C – 32,1 мм²/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 – 0,9362 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 2019,6 мм²/с, при 50°C – 234,16 мм²/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 силикагелевых – высокосмолистым (16,82%).

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

Таблица 4.3.3

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях																											
№Нескважин	Интервал перфорации, м	Дата отбора пробы	Плотность в стандартных условиях, г/см3	Содержание % масс			Группов. углевод. состав. %масс			Содержание фракций объем %						Кинематическая вязкость мм2/с					Температура		Содержание				
				серы	кокса	парафина	ароматические	смолы селикагелевые	асфальтены	н.к	100	150	200	250	300	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C	вспышки	застывания	механических примесей, % масс	хлористых солей, мг/л	Воды, % масс	кислотное число, мКОН/г	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
K1al																											
2	573590	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	-	-	97,22	10	-16	0,02	39,0	0,09	0,12	
	573590	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	-	-	509,95	78	-20	0,03	29,8	0,03	0,06	
	573590	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	287,6	167,48	92	-19	0,004	31,0	6,2	0,07	
7	544575	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	314,4	166,69	104	-18	0,003	7772,2	7,0	0,09	
	544575	23.09.05 г.	0,9324	0,60		1,99	-	24,0	2,46		-	-	9,0	16,0	28,0	-	267,75	135,1	81,6	50,35	18	-15	0,011	1156,8	13,6	0,13	
Сред знач по I блоку			0,9279	0,65	3,17	1,7		24,0	2,37	169,2	4	9	7,8	11,2	26,4		1029,3	425,4	227,8	198,3							
3	552558	13.09.05 г.	0,9184	0,07		1,76	-	21,63	2,47		-	-	-	-	-	-	-	-	-	64,55	79	-18	0,01	6371,0	4,0	0,08	
Сред знач по II блоку			0,9184	0,07		1,76		21,63	2,47										64,55								
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	44,9	32,10	6	-18	0,013	1798,9	22,22	0,04	
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	44,9	32,10							
Сред по горизонту al-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	136,4	98,32	42,5	-18	0,012	4085,0	13,11	0,06	
K1g																											
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	234,16	95	-18	0,04	194,8	1,30	0,08	
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	234,16	95	-18	0,04	194,8	1,30	0,08	
Ю-2																											
3	694699 671675,5	01.06.05г.	0,9028	0,52	2,30	1,51	-	16,82	3,03	120,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,31	-	-	0,22	140,4	0,1	-	
Сред по горизонту Ю-2			0,9028	0,52	2,30	1,51	-	16,82	3,03	120,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,31	-	-	0,22	140,4	0,1	-	

4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза

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.

5. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

5.1 Объем и результаты полевых геологических и геофизических исследований

Изучение района было начато в 1933 году, когда гравиметрическая съемка выявила гравитационный минимум силы тяжести со значением – 32мгл, приуроченный к соляному куполу.

В 1945-1946г.г. сейсмопартией 4/45 на гравитационном минимуме Каскырбулак проведена сейсмика МОВ, в результате чего была составлена структурная карта по III отражающему горизонту.

В результате работ построены структурные карты для западного и северо-восточного крыльев по предполагаемой подошве неокома. В 1946 году сейсмопартией 3/46 проведены сейсмические исследования МОВ.

По результатам работ составлена структурная карта по подошве неокома в масштабе 1:50000 и установлено, что купол Каскырбулак Южный дизъюнктивными нарушениями расчленен на три крыла: западное, юго-восточное и северо-восточное.

В 1945-46 годах геолого-поисковой конторой треста «Казнефтегазразведка» одновременно с сейсморазведкой проводилось картировочное бурение четырьмя механическими станками «ВИТР», по данным которого была составлена геологическая карта в масштабе 1:50000.

С 1948 года по 1951 год в пределах структуры проводилось структурное бурение, которым уточнено строение сводовых частей структуры, отметка поверхности соли, положения тектонических нарушений. Была построена геолого-геофизическая карта масштаба 1:25000.

В 1976-77 годах сейсмическими партиями 2/76 и 2/77 проводились поисковые и детальные сейсмические исследования МОГТ. В результате обработки и интерпретации сейсмических материалов были построены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам III (подошва неокома), V (поверхность пермотриаса), схематическая структурная карта по отражающему горизонту VI (поверхность соли).

В 1979 году сейсмопартией 2/79 треста «Эмбанефтегеофизика» на северо-западном склоне структуры проведены детальные исследования МОГТ. В результате этих работ структура была подготовлена под глубокое бурение по юрско-меловым и пермотриасовым отложениям.

В 1985-86 годах проводилось поисковое бурение Прикаспийским управлением буровых работ Производственного объединения «Эмбанефть».

В период 1992-1997 гг. структура Каскырбулак Южный изучалась сейсморазведкой 2Д.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933 году. На гравитационной карте района отмечаются 2 сближенных минимума силы тяжести, расположенных в общей полосе пониженного значения силы тяжести. Северный минимум назван Северным Каскырбулаком, южный минимум – Южным Каскырбулаком.

В 1945-1946г. г. на гравитационном минимуме Каскырбулак были проведены геологическая съемка и сейсмическая разведка МОВ. По результатам этих работ была составлена геологическая карта и структурная карта по III отражающему горизонту, а также выявлены основные черты геологического строения поднятия Каскырбулак.

В период 1948-1951 гг. на площади Каскырбулак проводилось креулисное, структурное бурение, пробурено 37 скважин общим метражом 12829 м.

В 1974-1979 и 1992-1997г.г. структура Каскырбулак Южный изучалась сейсморазведкой 2Д.

В 2000 г на структуре с целью уточнения строения компанией ФИОК было отработано 8 новых сейсмопрофилей в объеме 75 пог. км.

С учетом переобработанных данных 1991-1992 гг. и новых сейсмических данных, полученных в 2000 г., а также данных бурения скважин построены новые кондиционные структурные карты по III, V и VI отражающим горизонтам. Эти структурные карты дали возможность заложения разведочных, структурных скважин с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевом комплексе отложений в оптимальных условиях структуры.

В 2004-2005г.г. на площади пробурено 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13. В скважине №1 проведено ВСП.

В разрезе скважин №№ 2,3,4,7 по комплексу ГИС выявлены нефтеносные горизонты в нижнемеловых отложениях, а в скважине № 3 и в среднеюрских отложениях.

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

Таблица 5.1.1

Геолого-геофизическая изученность района работ

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1.	1933 г.	гравиметрическая съемка	Выявила гравитационный минимум силы тяжести со значением – 32мгл, приуроченный к соляному куполу
2.	Сейсмопартия 4/45, 1945 г.	сейсмические исследования МОВ	Составлена структурная карта по подошве неокома в масштабе 1:50000 и установлено, что купол Каскырбулак Южный дизъюнктивными нарушениями расчленен на три крыла: западное, юго-восточное и северо-восточное.
3.	Сейсмопартия 3/46, 1946 г.	сейсмические исследования МОВ	
4.	Трест «Казнефтегазразведка», 1945-46 гг	картировочное бурение четырьмя механическими станками «ВИТР»	Была составлена геологическая карта в масштабе 1:50000.
5.	1948 - 1951 гг.	структурное бурение	Уточнено строение сводовых частей структуры, отметка поверхности соли, положения тектонических нарушений. Была построена геолого-геофизическая карта масштаба 1:25000.
6.	Сейсмические партии 2/76 и 2/77, 1976-77 гг.	поисковые и детальные сейсмические исследования МОГТ	В результате обработки и интерпретации сейсмических материалов были построены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам III (подошва неокома), V (поверхность пермтриаса), схематическая структурная карта по отражающему горизонту VI (поверхность соли).
7.	Сейсмопартия 2/79 Трест «Эмбанефтегеофизика», 1979 г.	детальные исследования МОГТ	Была подготовлена под глубокое бурение по юрско-меловым и пермтриасовым отложениям.
8.	Прикаспийским управлением буровых работ Производственного объединения «Эмбанефть», 1985-86 гг.	поисковое бурение	
9.	1992-1997 гг.	сейсморазведка 2Д.	построены структурные карты по III, V и VI отражающим горизонтам.
10.	Компания ФИОК, 2000 г.	было отработано 8 новых сейсмопрофилей, что составляет 75 пог. км.	уточнено геологическое строение и построены новые кондиционные структурные карты по III, V и VI отражающим горизонтам.

5.2 Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

Таблица 5.2.1

Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

№ № п/п	Проект предшествующего этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектная глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на месторождении
			Количество пробуренных скважин	Фактическая глубина (м) горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1	«Проект разведки площади Каскырбулак Южный».	2006	5/нет информации	800м-900м/J2, P1k/	Нет информации	Нет информации

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия контракта до 28 июня 2027 года.

5.3 Изученность месторождения глубоким бурением

Наряду с полевыми геофизическими исследованиями на структуре Каскырбулак Южный велось разведочное, креулисное бурение.

В 1948-1949г.г. проводилось креулисное бурение. Было пробурено 37 скважин малого диаметра глубинами до 388 м.

В период 1948-1951г.г. на площади проводилось поисково-разведочное и структурное бурение.

С 2004 года на площади ведется разведочное бурение. В период 2004-2005 г.г. на площади пробурено 8 разведочных скважин.

Основной задачей разведочных скважин являются поиски залежей нефти и газа в отложениях мела, средней юры и триаса.

Скважина № 1 пробурена на сейсмопрофиле f-ad-0017 с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела, средней юры и триаса. При проектной глубине 1850м скважина вскрыла соленосные отложения кунгурского яруса на глубине 1474м. Во вскрытой части разреза продуктивные горизонты по комплексу ГИС не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина № 2 пробурена на сейсмопрофиле f-ad-0018 с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела, средней юры и триаса. При проектной глубине 1300м скважина вскрыла соленосные отложения кунгурского яруса на глубине 1007м. По результатам комплексной интерпретации материалов ГИС в интервале 573-590 м (нижний мел)

выделен продуктивный пласт. При испытании интервала 573-590 м получен приток нефти дебитом $4\text{ м}^3/\text{сут}$, плотностью $0,9140\text{ г/см}^3$ и скважина введена в испытание.

Скважина № 3 пробурена на сейсмопрофиле f-ad-980302 с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела, средней юры и триаса с проектной глубиной 850 м. Во вскрытой части разреза отложения нижней юры и триаса отсутствуют. По результатам ГИС нефтегазонасыщенные пласты выделены в среднеюрских (2 объекта) и нижнемеловых отложениях (2 объекта), которые испытаны в эксплуатационной колонне. Из всех выделенных объектов получены притоки нефти, и скважина введена в испытание.

Скважина № 4 пробурена на сейсмопрофиле f-ad-0017 с целью изучения вскрываемого разреза и поисков залежей нефти. Во вскрытой части разреза отложения юры и триаса отсутствуют, с глубины 568м скважина вскрыла соленосные отложения кунгура, и доведена до глубины 630м.

По материалам интерпретации ГИС нефтенасыщенный пласт выделен в отложениях нижнего мела в интервале 510,4-516м., представлен алевролитисто-глинистым песчаником. Опробование проведено в интервалах 503-507 м; 510-516 м и получен слабый приток нефти. В настоящее время скважина находится в испытании.

Скважина № 5 пробурена на сейсмическом профиле f-ad-0016 с целью изучения вскрываемого разреза и поисков залежей нефти и газа. Скважина вскрыла отложения нижнего мела, средней и нижней юры, триаса, кунгурского яруса нижней перми. По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза нефтегазонасыщенные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина № 6 пробурена на сейсмическом профиле f-ad-0019 с целью изучения вскрываемого разреза и поисков залежей нефти и газа. Скважина вскрыла отложения верхнего и нижнего мела, средней юры и кунгурского яруса нижней перми. По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза продуктивные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина № 7 пробурена на сейсмическом профиле f-ad-0562 с целью изучения вскрываемого разреза и поисков залежей нефти и газа. Скважина вскрыла отложения верхнего и нижнего мела, средней юры и кунгурского яруса нижней перми. По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза нефтенасыщенные пласты выделены в отложениях нижнего мела, при испытании которых получен приток за счет пластовой нефти дебитом $7\text{ м}^3/\text{сут}$. На момент составления отчета скважина в испытании.

Скважина № 13 пробурена на сейсмическом профиле f-ad-0571 с целью изучения вскрываемого разреза и поисков залежей нефти и газа. Скважина пробурена до глубины 405м, вскрыты отложения юры, триаса и кунгурского яруса нижней перми. По материалам ГИС в разрезе нефтенасыщенные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Пробуренные разведочные скважины имеют следующую конструкцию:

- Направление диаметром 426мм, спущенное на глубину 9,7м с подъемом цемента до устья;
- Кондуктор диаметром 324мм спущен во всех пробуренных скважинах на глубину 21-52м, с подъемом цемента до устья;
- Техническая колонна 245мм спущена во всех пробуренных скважинах на глубину 155-746,8м с подъемом цемента за колонной до устья;
- Эксплуатационная колонна 168мм спущена по 4 скважинам (№№2,3,4,7) на глубину от 563,56 до 770,54м с подъемом цемента до устья.

Вскрытие выделенных по ГИС горизонтов производилось перфораторами типа ПК – 105 и Predator 41/2” и Powerjet 41/2”. Плотность перфорации составляла 14-48 отверстий на пог.метр.

Таблица 5.3.1

Изученность территории глубоким бурением

№№ пп	№ скважин, наименование площади	Категория скважины	Дата бурения (начало/конец)	Проектная глубина/горизон т	Фактическая глубина/гориз онт	Конструкция скважины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояния скважины (ликвидированная, законсервированная)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Скважина №1	разведочные	2004-2005.	1850 м.()	1590м. (P ₁ kg)	Направление диаметром 426мм, спущенное на глубину 9,7м с подъемом цемента до устья; Кондуктор диаметром 324мм спущен во всех пробуренных скважинах на глубину 21-52м, с подъемом цемента до устья; Техническая колонна 245мм спущена во всех пробуренных скважинах на глубину 155-746,8м с подъемом цемента за колонной до устья; Эксплуатационная колонна 168мм спущена по 4 скважинам (№№2,3,4,7) на глубину от 563,56 до 770,54м с подъемом цемента до устья.	Во вскрытой части разреза продуктивные горизонты по комплексу ГИС не выявлены. Ликвидирована по геологическим причинам.
2	Скважина №2	разведочные	2004-2005.	1300м.()	1067м. (P ₁ kg)		По результатам комплексной интерпретации материалов ГИС в интервале 573-590 м (нижний мел) выделен продуктивный пласт. При испытании интервала 573-590 м получен приток нефти дебитом 4м ³ /сут, плотностью 0,9140 г/см ³ и скважина была введена в испытание. Но на настоящий момент нет информации
3	Скважина №3	разведочные	2004-2005.	850 м.()	830м. (P ₁ kg)		По результатам ГИС нефтегазонасыщенные пласты выделены в среднеюрских (2 объекта) и нижнемеловых отложениях (2 объекта), которые испытаны в эксплуатационной колонне. Из всех выделенных объектов получены притоки нефти, и скважина была введена в испытание. Но на настоящий момент нет информации
4	Скважина №4	разведочные	2004-2005.	Нет информации	630м. (P ₁ kg)		Во вскрытой части разреза отложения юры и триаса отсутствует. По материалам интерпретации ГИС нефтенасыщенный пласт выделен в отложениях нижнего мела в интервале 510,4-516м, представлен алевритисто-глинистым песчаником. Опробование проведено в интервалах 503-507 м; 510-516 м и получен слабый приток нефти. Скважина была введена в испытание. Но на настоящий момент нет информации.
5	Скважина №5	разведочные	2004-2005.	Нет информации	1180м. (P ₁ kg)		. По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза нефтегазонасыщенные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
6	Скважина № 6	разведочные	2004-2005.	Нет информации	1180м. (P ₁ kg)		По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза продуктивные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
7	Скважина №7			Нет информации	852 м. (P ₁ kg)		По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза нефтенасыщенные пласты выделены в отложениях нижнего мела, при испытании которых получен приток за счет пластовой нефти дебитом 7м ³ /сут. На 2006 год скважина находилась в испытании. Но на настоящий момент нет информации
8	Скважина №13	разведочные	2004-2005.	Нет информации	405м. (P ₁ kg)		По материалам ГИС в разрезе нефтенасыщенные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

5.4 Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933 году. На гравитационной карте района отмечается два сближенных минимума силы тяжести, расположенные в общей полосе пониженного значения силы тяжести. Северный минимум назван Северным Каскырбулаком, южный минимум - Южным Каскырбулаком.

В 1945-1946г.г. на гравитационном минимуме Каскырбулак проведена сейсмика МОВ, в результате чего была составлена структурная карта по III отражающему горизонту.

В период 1974-1979, 1992-1997г.г. структура Каскырбулак Южный изучалась сейсморазведкой 2Д.

С Целью уточнения строения структуры, в 2000 г. компанией ФИОК, было отработано 8 новых сеймопрофилей, что составляет 75 пог.км.

С учетом переобработанных данных 1991, 1992 гг. и новых сейсмических данных полученных в 2000 г., а также данных бурения скважин построены новые кондиционные структурные карты по III, V и VI отражающим горизонтам. Эти структурные карты дали возможность заложения разведочных, структурных скважин с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевом комплексе отложений в оптимальных условиях структуры

5.4.1. Геофизические и геохимические исследования

Геофизические исследования скважин выполнялись компанией Schlumberger с использованием западных приборов и технологий.

Базовый комплекс, включал в себя следующие методы:

- Высокоразрешающий индукционный каротаж -(AIT);
- Литоплотностной каротаж -(RHOV);
- Компенсированный нейтронный каротаж -CNC;
- Каверномер -Cali;
- Гамма – каротаж -(GR);
- ПС -(SP);
- Темр -(температурные замеры).

В скважинах 1, 4, 5, 6, 7, 13 выполнен базовый комплекс ГИС (Компания «Казпромгеофизика»), включающий:

- боковой каротаж (БК);
- Плотностной каротаж (ГТК-П);
- Компенсированный нейтронный каротаж ННК-Т;
- Каверномер (KB);
- Гамма – каротаж (GR);
- ПС (SP);
- КС (стандартный зонд), КСЗ (2-метровый подошвенный зонд);

- Акустический каротаж (ДТ);
- Индукционный каротаж (ИК).

Качество материалов каротажа удовлетворительное. Объем выполненных промыслово–геофизических исследований по всем скважинам, пробуренных на месторождении приведен в табл.5.4.1.1

Таблица 5.4.1.1.

Объем промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах

№ п/п	№ скв	ПС	КС (два зонда)	КВ	МБК	БК	ИК	ИК (АИГ)	АК	ГГК	НГК	ННК	ГК
1	1	+	+	+	-	+	-	-	+	-	-	+	+
2	2		-	+	+	-	-	+	+	+	+	-	+
3	3	+	-	+	-	-	-	+	+	+	+	-	+
4	4	+	+	+	+	+	+	-	+	+	-	+	+
5	5	-	+	+	+	+	+	-	+	+	-	+	+
6	6	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+
7	7	+	+	+	-	+	-	-	+	+	-	+	+
8	13	+	+	+	+	+	+	-		+	-	+	+

Плотные разности песчаников и алевролитов контролировалось показаниями акустического, микробокового, нейтронного и других методов, толщина которых вычитывалась из общей толщины при определении эффективной.

Пласты коллектора имеют следующую характеристику: сопротивление нефтеносных пластов изменяется в диапазоне от 1,8 до 21,0 Омм; сопротивление водоносных пластов от 0,3-1,0 Омм; глинистость по данным керна изменяется в пределах 2,65-52,37% .

При выделении пластов-коллекторов количественный критерий - граничное значение пористости, не использовали, так как нет данных опробования пластов, не давших притока.

Пористость пластов-коллекторов определялась по данным лабораторного исследования образцов керна и методов ГИС, а именно по комплексу ННК-АК- ГГК.

Проведенный на месторождении в скважинах современный комплекс ГИС позволяет определить коэффициент пористости с достаточной долей уверенности.

Интерпретация каротажных материалов проводилась по программе «HDS».

Для определения пористости с учетом литологии, использованы нейтронная пористость (заранее рассчитанная и скорректированная за скважинные условия) и объемная плотность, для определения глинистости – ГК и парная связь нейтронная пористость – объемная плотность, а для оценки флюидов – УЭС пласта и промытой зоны, определенные по данным многозондового индукционного каротажа.

Определенные значения пористости по пластам-коллекторам изменяются в пределах 0,2-0,37 д. ед.

Полученные величины Кп по ГИС сопоставлялись с данными керна по скв.3, скв.7.

Сопоставление величин пористости Кп керн-Кп ГИС имеет коэффициент корреляции выше 0,8, что говорит о том, что величины Кп, определенные по данным ГИС, можно использовать при подсчете запасов.

Сопоставление данных образцов керна Кп по керну и ГИС приведена на графических приложениях №№1-7.

Средневзвешенные величины пористости и насыщенности по горизонтам приведены в таблице 5.4.1.2.

Таблица 5.4.1.2 Средневзвешенные величины пористости и насыщенности по горизонтам

Горизонт	Кп, д.ед	Кнг, д.ед
al-I	0.315	0.737
g-1	0.306	0.801
Ю-1	0.236	0.582
Ю-2	0.302	0.635

Коэффициент нефтенасыщенности определялся через коэффициент водонасыщенности по уравнению Арчи через сопротивление пластов. Сопротивление пластов определялось по данным индукционного каротажа и бокового каротажа.

Сопротивление пластовой воды рассчитывали по соответствующей палетке с использованием данных минерализации и температуры. Минерализация пластовой воды принята 181 г/л. Температура пласта принята по данным опробования - 38 °С.

Исходя из этих данных, сопротивление пластовой воды r_v принято равно 0.04 Ом. Значения экспоненты цементирования «m» и насыщенности «n» приняты равными 2, так как петрофизические зависимости, для месторождения Каскырбулак не построены.

Водонефтяной контакт отбивался по данным методов сопротивления, по резкому снижению сопротивления на кривых индукционного каротажа-ИК. По данным ГИС ВНК установлен только в скв.3 в готеривском горизонте (g-I.).

Принятое по данным ГИС положение ВНК приведено в таблице 5.4.1.3.

Таблица 5.4.1.3.

Положение ВНК по данным ГИС

горизонт	блок	Принятое ВНК абс. отм. м.	№ скв
g-I	II	-589	3

5.5 Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования 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 $R_{\text{тр}}=0,1\text{атм}$; $R_{\text{зтр}}=0,8\text{атм}$; $H_{\text{зтр}}=390-486\text{м}$. При работе винтовым насосом 9Н17 «МОУНО» среднесуточный дебит нефти составил $-2,6\text{м}^3/\text{сут.}$ при $R_{\text{тр}}=0,2\text{атм}$; $R_{\text{зтр}}=2,2-5,6\text{атм}$ и $H_{\text{зтр}}=462-506\text{м}$, депрессии на пласт 19,9атм.

Нижнемеловые горизонты. В нижнемеловых отложениях испытано 5 объектов из них 4 объекта а1-1 и 1 объект g-1.

Горизонт а1 -1 опробован в скважинах 2, 3, 4, 7.

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 $H_{\text{зтр}}=400-394\text{м}$.

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 4 1/2" плотностью зарядов 14отверстий на 1м и работе станка-качалки получен приток безводной нефти дебитом $7\text{м}^3/\text{сут.}$

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 $10,3\text{м}^3/\text{сут}$ из них; $1,7\text{м}^3/\text{сут.}$ нефти и $8,6\text{м}^3/\text{сут.}$ воды при $H_{\text{зтр}}=379-405\text{м}$.

№№ 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					Депрессия, атм.	Температура пласта, 0С	Кпр по нефти м3/сут*ат	Статический уровень, м	Среднединамическ ий уровень, м	
									Дебиты			газовый фактор, м3/т	Давления, атм						
									нефти, м3/сут	воды, м3/сут	газа, м3/сут		Рпл						Рзаб
2	573-590 -565.2-582.2	al-1	14.04.05г.	670.5	73мм х 538м	4 1/2" Predator	не уст. режим	ШГН	4				34.2	9.87	24.3	0.1864			
3	558-552 -549.5-543.5	al-1	10.09.05г.	566	73мм х 535.17м	ПК-105	не уст. режим	ШГН	0.9	0.19			45.05	7.88	37.2	0.0326			
	590.5-595 -582-586.5	al-1	16.07.05г.	73мм х 581м	не уст. режим			1.7	8.6										
4	503-507 -493.5-497.5	al-1	04.08.05г.	551.4	73мм х 491.8м	4 1/2" Powerjet	не уст. режим	ШГН	0.2										
7	544-546 -537.1-539.1	al-1	15.09.05г.	630	73мм х 534м	4 1/2" Predator		ШГН	7				55.87	15.4	40.5	0.796			
3	623-622 -614.5-613.5	Ю-1 совм Ю- 2	10.06.05г.	756.6	73мм х 556.6м		не уст. режим	ШГН 9Н17 МОУНО	2.6				34.9	15	19.9	0.2628			
	627-626 -618.5-617.5																		
	639.5-637 -631-628.5																		
699-694 -690.5-685.5																			
675.5-671 -667-662.5																			
699-694 -690.5-685.5		01.06.05г.	756.6	73мм х 745м			1.9												
675.5-671 -667-662.5				73мм х 6220м															
4	1089-1149	Ю-2	12.08.05г.				ИПТ			1.57									

5.6 Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек и изученность подсчетных параметров по керну

Для изучения литологии, определения и уточнения стратиграфии разреза фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов в разведочных, структурных скважинах при бурении отбирался керн и шлам.

В пробуренных скважинах №№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 13 отбирался шлам с глубины 360м до забоя. Произведено визуальное описание шлама, отобранного с каждой глубины.

Проходка с отбором керна осуществлялась в разведочных скважинах 1, 3, 4, 7.

В скважине 1 проходка с отбором керна в фибerglassовые трубы составила 2,3м в интервале 537,13-539,44м. Вынос керна составил 0,35м, что составляет 40% от проходки. Керн стратиграфически отобран в пределах верхнемеловых отложений.

В скважине 3 в интервале глубин 200-830м отобрано 129 образцов бурового шлама, а в интервале глубин 700-505м отобрано 36 образцов боковым грунтоносом.

Проходка с отбором керна осуществлялась в нижнемеловых отложениях в интервале 591,6-606,2м. Толщина отложений составляет -54м, проходка -14,5м или 27%, вынос керна составил -6,82м или 12,6% от толщины нижнемеловых отложений и 47% от проходки с отбором керна.

В скважине №4 отбор керна произведен в интервалах 505,1-506,7м и 537,13-539,44м, проходка с отбором составила 3,9м, вынос керна -0,6м, т.е. 15,3%. Керн отобран из альбских отложений нижнего мела.

В скважине №7 в интервале бурения 250-850м отбирался шлам в количестве 120 образцов.

Бурение с отбором керна осуществлялось в альбских отложениях в интервалах 549,5-552м, 558,3-563,68м, 571,2-571,8м, 575,1-577,6м. Толщина альбских отложений в скважине составляет -380м. Проходка составила -11м или 2,9% от вскрытой толщи, вынос -9,85м, что составляет 2,6%. Против продуктивного горизонта керн отбирался из интервалов 549,52-552м, 558,3-563,68м, 571,21-571,8м, 575,1-577,6м. Общая проходка с отбором керна составляет 19,2м, вынос керна составил 9,85м, т.е. 51,3%.

В пределах юрских отложений керн не отбирался, а только боковые грунты. Всего с отбором керна проходка составляет -39,9м, из них в пределах продуктивных горизонтов 36,2м. Вынос керна составил всего -17м в т.ч. из продуктивных горизонтов -16,67м или 40%.

Сведения об освещенности керном продуктивных горизонтов по скважинам приведены в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1

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
Итого по al-1 горизонту				19,2	9,85	52,3
3	590,5-602,4	g-1	591,5-599,5	8	1,52	19
			599,5-608,5	9	5,3	59
Итого по g-1 горизонту				17	6,82	40
Всего по нижнемеловому горизонту:				36,2	16,67	46

В скважинах, пробуренных на месторождении Каскырбулак Южный, отобран керн в фиберглассовые трубы в скважинах 1, 3, 4, 7.

Проходка с отбором керна в целом по разрезу скважин составила 43,66м, вынос керна -20,87 м или 47,8 % от проходки.

Всего по разрезу, включая и глинистые разделы между горизонтами, было отобрано и проанализировано 15 образцов керна, из которых 5 приходится на разделы между горизонтами.

Таблица 5.6.2

Сведения по отбору керна из разведочных скважин

№ пп	№ скв	Забой м	Проходка колонк. долотом, м	Вынос керна, м	% выноса керна	Количество исследований образцов	Из них представительных	К-во образцов боков. грунтоноса.
<i>Разведочные скважины</i>								
1	1	1590	3.6	3.6	100	-	-	-
2	3	830	17.0	6.82	40	7	4	36
3	4	630	3.91	0.6	15	-	-	-
4	7	852	19.15	9.85	51	8	6	-
<i>Итого по месторождению:</i>			43.66	20.87	47.8	15	10	36

В скважинах №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 13 при бурении отбирался шлам.

В скважине № 3 из нижнемеловых отложений (интервалы 505,0-510,0м, 552,0-570,0м, 622,0-639м, 671,0-676м, 693,0-700м) отбирался керн боковым грунтоносом. Всего отобрано 36 образцов.

Керн анализировался в лаборатории ОАО «КАЗНИГРИ» (г. Атырау). Всего из двух скважин (скв.3 и скв.7) проанализировано 15 образцов, отобранных из нижнемеловых отложений и вне горизонтов.

В ходе лабораторных исследований по каждому из образцов проводились определения следующих параметров: удельного веса породы, удельного веса зерен породы, коэффициент открытой пористости, удельное электрическое сопротивление, параметр пористости, фракционный состав зерен, карбонатность, насыщенность и газопроницаемость.

Пористость и минералогическая плотность определялась с применением прибора «Экспресспор» газовольметрическим способом с использованием закона Бойля-Мариотта.

Проницаемость определялась на установке ГК-5 с применением газового реометра, малого газомера, газового счетчика и сжатого воздуха.

Проницаемость рассчитывалась с помощью уравнения Дарси.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) на образцах, предварительно насыщенных моделью пластовой воды, определялось с помощью моста переменного тока двух электродным способом.

Общее содержание карбонатов определялось с применением аппарата АК-4. Фракционный состав зерен определялся отмучиванием породы и рассевом на ситах.

Литологическая характеристика пород-коллекторов приведена на основании описания поднятого керна, боковых грунтов и бурового шлама.

Керн в скв. 1 отобран из глинистой части пермотриасовых отложений разреза скважины и представлен глинистой брекчией.

Керн в юрских продуктивных горизонтах Ю-1 и Ю-2 не отбирался.

Ниже приведена краткая характеристика пород продуктивных горизонтов нижнего мела.

Готеривский продуктивный горизонт g-I

Характеристика пород-коллекторов приведена по данным кернового материала по скв.3 и скв.4. Породы-коллекторы представлены в литологическом плане песчаником серым, мелкозернистым, аркозово-граувакковым на карбонатно-глинистом цементе. Песок кварцевый, серый, средне-крупнозернистый. Зерна средние и хорошо окатаны.

По данным анализов представительных образцов керна из скв. 3 (4 образца) удельный вес зерен породы изменяется от 2,67 до 2,70 г/см³, пористость открытая составляет –36,36%, Удельное электрическое сопротивление образцов керна составляет в среднем -1.035, насыщенность нефтью -0.556 д.ед., водой –0.218 д.ед. Проницаемость по газу составляет 651,0мД.

Альбский продуктивный горизонт- al-I

В горизонте проанализировано 6 образцов керна из скважины 7.

Среднее значение пористости составляет: 32,51%, проницаемости 465,52мД, карбонатности 2,84 %, глинистости 38,62%. Насыщенность по нефти -0,32 д.ед, по воде 0,283 д.ед.

По керну и геолого-промысловым данным породами – покрывками, контролирующими скопления углеводородов, служит - глина серая, голубовато-серая, плотная, алевролитовая.

Так как на месторождении из разведочных скважин всего отобрано 6 представительных образцов, то построить петрофизические зависимости типа $R_p = f(K_p)$ и $R_n = f(K_{во})$ по месторождению не представляется возможным из-за малочисленности анализов.

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин, характеристика их продуктивности и режимов

Качество и полнота гидродинамических исследований объектов дают необходимые сведения о добычных 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 $1,55 \cdot 10^{-5}$ м³/Па*с до $2,38 \cdot 10^{-4}$ м³/Па*с, пьезопроводности от $2,48 \cdot 10^{-2}$ до $3,07 \cdot 10^{-1}$ м²/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.

5.7 Состояние запасов нефти, газа и конденсата и их достоверность

Определение площадей нефтеносности по зонам насыщения проводилось с использованием карт эффективных толщин с учетом структурных построений по кровле коллекторов по каждому горизонту и программных обеспечений «Marinfo 8, MapEdit 5» с контрольными обмерами планиметром.

Эффективные нефте- водонасыщенные толщины определялись по комплексу ГИС с учетом опробования и анализов кернового материала по скважинам, по выделенным горизонтам.

Среднее значение коэффициента открытой пористости определено по анализам керна и по промыслово-геофизическим данным.

Коэффициент пористости по ГИС определялся по каждой скважине, затем с учетом толщины коллектора определялось средневзвешенное значение по горизонту в целом.

По керну определялся коэффициент пористости по представительным образцам только по горизонтам al-1 (I блок), g-1 (II блок), т.е. только по нижнемеловым горизонтам, а по юрским горизонтам керн не отбирался.

Для подсчета запасов приняты средневзвешенные значения коэффициента пористости, определенные по промысловой геофизике, т.к. по ГИС пористость определена по всем горизонтам и во всех пробуренных скважинах, а по керну только по одной скважине. Во-вторых, значения, рассчитанные по промысловой геофизике, являются осредненными по пласту, а анализы керна характеризуют отдельные небольшие интервалы пласта (табл.5.7.1).

Коэффициент нефтенасыщенности. Насыщение определялось по нефти и воде по керну, но только по нижнемеловому горизонту al-1 и g-1. Коэффициент нефтенасыщенности определялся по комплексу ГИС по скважинам, которые участвуют в подсчете запасов по каждому горизонту отдельно. В расчеты приняты средневзвешенные значения коэффициента нефтенасыщенности по ГИС (табл.5.7.2).

Плотность нефти в поверхностных условиях принималась по анализам поверхностных проб нефти. При наличии нескольких анализов по одной скважине или залежи использовали средние значения.

Анализами нефти в поверхностных условиях освещены горизонты: al-1 (I блок- 5анализов II блок – 1 анализ, V блок – 1 анализ); g-1(II блок-1анализ) и Ю-2 (II блок- 1 анализ). По горизонту Ю-1 анализы отсутствуют. По блокам III и IV горизонта al-1, блокам IV, X по горизонту g-1, по II, IV, X блокам Ю-1

горизонта и по IV,X (табл.5.7.3).

Пересчетный коэффициент — это обратная величина коэффициента объемного расширения, который определяется в лабораторных условиях по глубинным пробам нефти. По месторождению Каскырбулак Южный исследования глубинных проб нефти не проводились, поэтому пересчетный коэффициент принят по аналогии с соседним месторождением - Биикжал, по нижнемеловым горизонтам -0,9124 д.ед, по среднеюрским -0,8486 д.ед.

Таблица 5.7.1. Сопоставление Кп керн и Кп ГИС

№ скв. горизонт	Интервал коллектора, м		h эфф., м		Интервал отбора керна, м		Глубина привязки по ГИС, м	Кп д.ед керна	Кп д.ед ГИС
	кровля	подошва	нефть	вода	кровля	подошва			
7 al-1	543,8	545,6	1,8						0,249
	550	552	2		550	551	550,2	0,389	0,28
	550	552	2		551	552	551,3	0,285	0,28
	553	557,1	4,1						0,283
	558,1	558,7	0,6						0,21
					559,3	560,4	558,4	0,244	
					561,58	562,68	567,5	0,345	
					562,68	563,68	567,7	0,418	
	566,9	568	1,1						0,35
	568,9	570	1,1						0,327
	571,5	576,3	4,8		571,21	571,86	571,5	0,268	0,323
Среднее по горизонту al-1								0,325	0,315
3 g-1	590,5	592,3	1,8		591,5	593,02	591,9	0,374	0,37
	592,8	597,4	4,6						0,366
	597,4	600		2,6					0,315
	601	602,4		1,4					0,347
					603,2	604,2	601,5	0,341	
					604,2	605,2	601,8	0,39	
					605,2	606,2	602,2	0,347	
Среднее по горизонту g-1								0,363	0,306
3 Ю-1	621,5	622,7	1,2						0,348
	626,2	626,8	0,6						0,319
	637,4	639	1,6						0,321
	Среднее по горизонту Ю-1								0,236
3 Ю-2	671,8	672,3	0,5						0,272
	672,8	675,5	2,7			-	-	-	0,343
	694	694,7	0,7						0,297
	695,4	696,8	1,4			-		-	0,381
	698	698,7	0,7						0,318
Среднее по горизонту Ю-2									0,302

Таблица 5.7.2. Сопоставление Кнг керн и Кнг ГИС

№ скв горизонт	Интервал Коллектора, м		h Эфф., м		Интервал отбора керна, м		Глубина привязки и по ГИС, м	Кнг д.ед керна	Кнг д.ед ГИС
	кровля	подошва	нефть	вода	кровля	подошва			
	543,8	545,6	1,8						0,612
	550	552	2		550	551	550,2	0,418	0,627

№ скв горизон т	Интервал Коллектора, м		h Эфф., м		Интервал отбора керна, м		Глубина привязк и по ГИС, м	Кнг д.ед кern	Кнг д.ед ГИС
	кровля	подошва	нефть	вода	кровля	подошва			
7 al-1	550	552	2		551	552	551,3	0,131	0,627
	553	557,1	4,1						0,731
	558,1	558,7	0,6						
					559,3	560,4	558,4	0,259	
					561,55	562,68	567,5	0,179	
					562,68	563,68	567,7	0,236	
	566,9	568	1,1						0,821
	568,9	570	1,1						0,867
	571,5	576,3	4,8		571,21	571,86	571,5	0,697	0,766
Среднее по горизонту al-1								0,32	0,737
3 g-1	590,5	592,3	1,8		591,5	593,02	591,9	0,82	0,82
	592,8	597,4	4,6						0,793
	597,4	600		2,6					
	601	602,4		1,4					
					603,2	604,2	601,5	0,45	
					604,2	605,2	601,8	0,373	
					605,2	606,2	602,2	0,582	
Среднее по горизонту g-1								0,556	0,801
3 Ю-1	621,5	622,7	1,2						0,628
	626,2	626,8	0,6						
	637,4	639	1,6						0,545
Среднее по горизонту Ю-1									0,582
3 Ю-2	671,8	672,3	0,5						
	672,8	675,5	2,7						0,551
	694	694,7	0,7						0,635
	695,4	696,8	1,4						0,765
	698	698,7	0,7						0,671
	Среднее по горизонту Ю-2								0,635

Таблица 5.7.3. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях

Горизонт	Блок	№№ скважин	Плотность нефти, Г /см ³	Принятое среднее значение, г/см ³
al-1	I блок	2	0,914	0,9279
			0,9292	
			0,9313	
		7	0,9324	
			0,9324	
	Ср. значение		0,9279	
	II блок	3	0,9184	0,9184
	V блок	4	0,9011	0,9011
	III блок			0,9158
	IV блок			0,9158
	Сред. по горизонту al - 1			0,9158
g-1	II блок	3	0,9362	0,9362

Горизонт	Блок	№№ скважин	Плотность нефти, Г /см ³	Принятое среднее значение, г/см ³
	IV, X блоки			0,9362
	Сред. по горизонту g - 1			0,9362
Ю-1	II блок			0,9028
	IV, X блоки			0,9028
	Сред. по горизонту Ю-1			0,9028
Ю-2	II блок	3	0,9028	0,9028
	IV, X блоки			0,9028
	Сред. по горизонту Ю-2			0,9028

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен ОПЗ, запасы посчитаны по нижнемеловым(K_{1a} , 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.

5.8 Геометризация свойств и оценка точности разведки залежей и месторождения

В целом по площади Каскырбулак Южный при построении структурных карт по кровле продуктивных горизонтов за основу взята геологическая модель, разработанная в результате комплексного рассмотрения сейсмического материала с данными бурения 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13.

5.9. Обоснование коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата

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

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

6. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

6.1. Цели и задачи проектируемых работ

Настоящий Проект разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный предусматривает полный охват изучением и бурением контрактной территории с целью промышленной оценки выявленных залежей.

При подготовке настоящего проекта были учтены геолого-геофизические данные, результаты поисково-разведочных работ на месторождении Каскырбулак Южный.

В процессе разведочных работ по оценке предусмотрено решение следующих основных задач:

- прослеживание выявленных залежей и определение пространственных границ нефтеносности и структурных особенностей;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- изучение свойств насыщающих флюидов в пластовых и поверхностных условиях
- изучение фильтрационно-емкостных свойств пласта и эксплуатационных характеристик скважин по данным опробования и испытания с привлечением ГДИС и ГИС
- изучение горно-геологических и термодинамических условий залегания

- оценка запасов выявленных залежей, получение исходных данных для оперативного подсчета запасов углеводородов на площади Каскырбулак Южный.

6.2. Обоснование этажей оценочных работ

Согласно проведенным исследованиям в пределах площади Каскырбулак Южный выделяются продуктивные горизонты в меловых и юрских отложениях.

На месторождении Каскырбулак Южный выделили четыре продуктивных горизонта: два в нижнем мелу: в нижнем альбе и готериве и в среднеюрских отложениях 2 горизонта - Ю-1, Ю-2, в которых выявлены залежи нефти.

Учитывая геологическое строение меловых и юрских отложений, физические и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, а также насыщенность пластовыми флюидами, целесообразно выделить один этаж оценочных работ: юрско-меловой на всей контрактной территории.

6.3 Размещение скважин

Настоящий Проект разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный предусматривает полный охват изучением и бурением контрактной территории с целью промышленной оценки выявленных залежей.

Очередность бурения и категории скважин, а также местоположение скважины Р-14 будут скорректированы на основании данных переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ на участке исследований.

На месторождении планируется бурение одной независимой скважины Р-14, глубиной 750м, местоположение которой будет уточнено в результате переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсмических работ и расконсервация скважины 7 на глубину 600м, возможно проведение ЗБС.

Скважина Р-14 – независимая, местоположение скважины условно в пределах северо-западного крыла, в III блоке, в наиболее приподнятой части. Проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми, проектная глубина- 750м.

Местоположение скважины будет уточняться по результатам переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ.

Скважина 7– пробурена на сейсмическом профиле f-ad-0562 с целью изучения вскрываемого разреза и поисков залежей нефти и газа. Скважина вскрыла отложения верхнего и нижнего мела, средней юры и кунгурского яруса нижней перми. По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза нефтенасыщенные пласты выделены в отложениях нижнего мела, при испытании которых получен приток за счет пластовой нефти дебитом 7м³/сут/. Планируется расконсервация скважины

на максимальную глубину – на глубину 600м после получения данных по скважине.

Таблица 6.3.1.

Перечень проектных скважин

Участок	№ скв.	Проектный забой	Категория скважин	Год бурения
Северо-западное крыло Блок III	P-14	750	независимая	2023
Северо-западное крыло Блок I	7	600	зависимая	2024

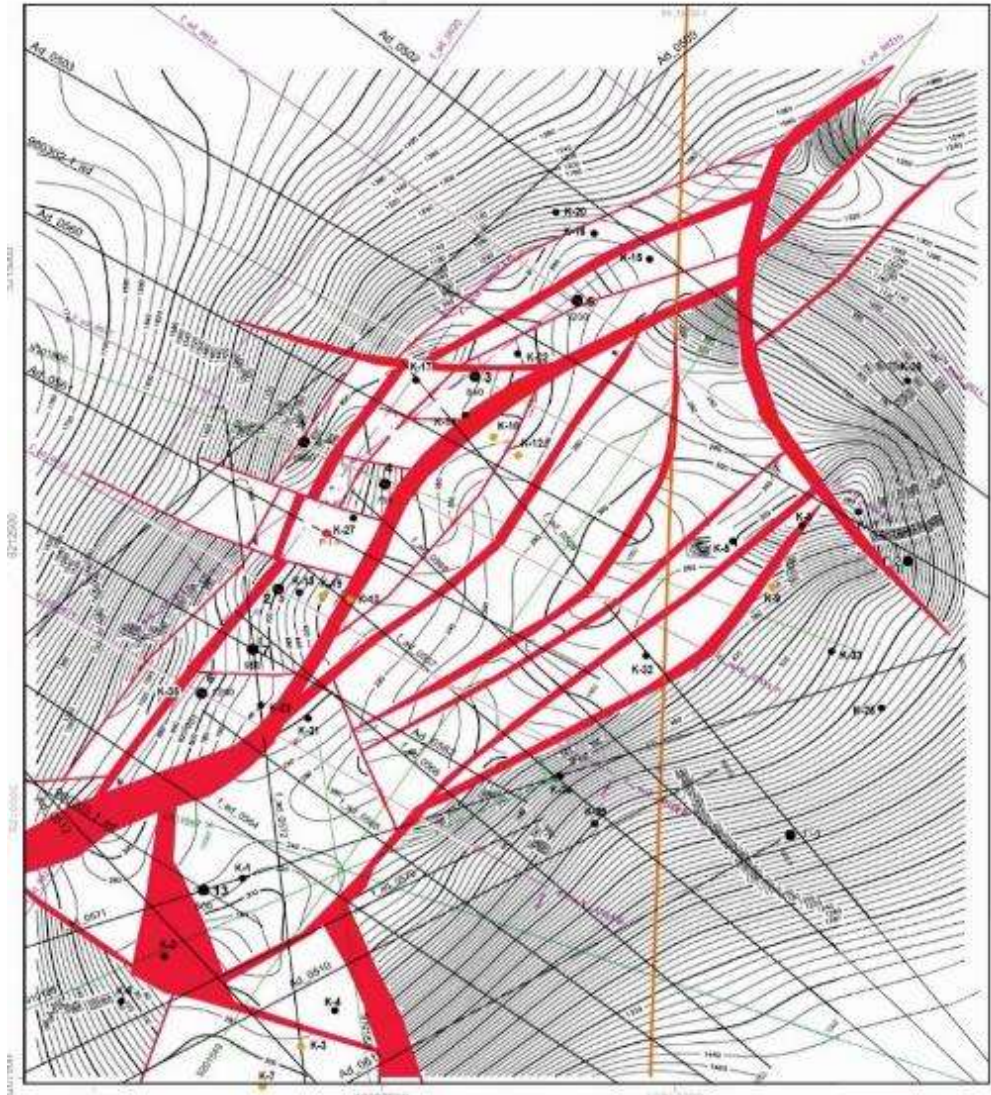


Рис. 6.4.1. Схема размещения проектных скважин

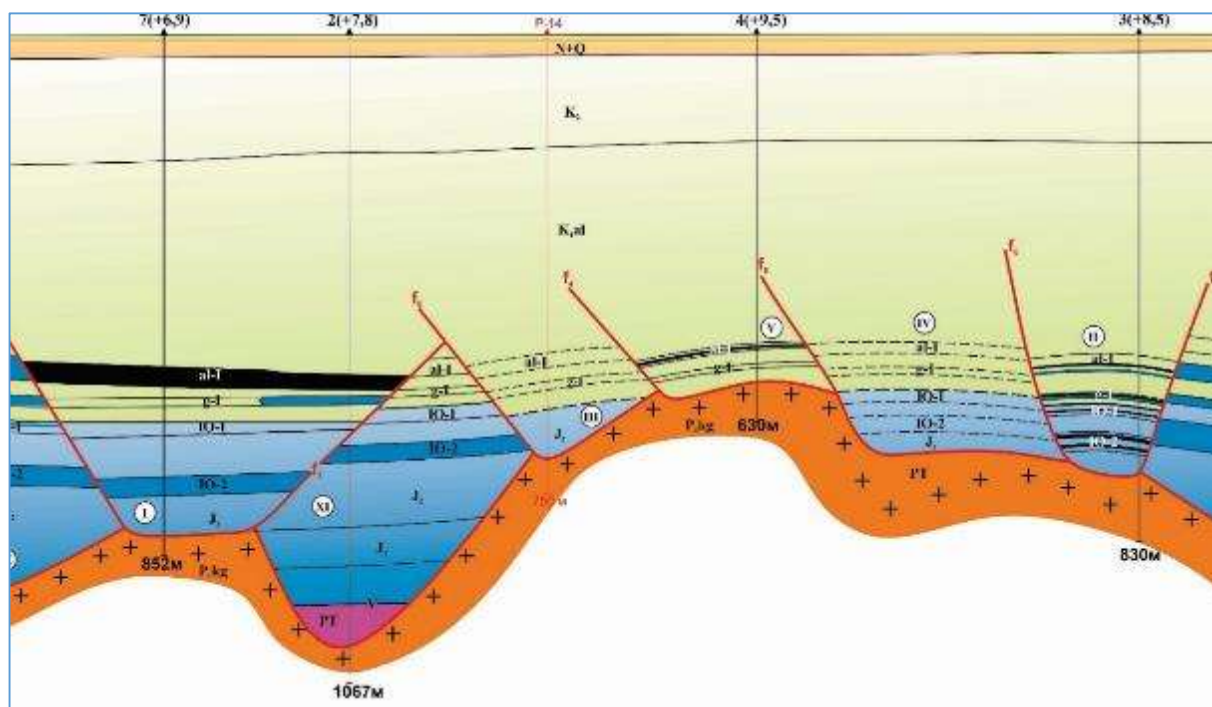


Рис.6.4.2. Геологический профиль через скважины 7-2-P-14-4-3

6.4 Геологические условия проводки скважин

При строительстве скважин на месторождении Каскырбулак Южный предусматривается вскрытие надсолевого комплекса.

Надсолевой интервал представлен песчано-глинистыми терригенными отложениями.

Твердость пород по 12 категорийной шкале Шрейнера А.Л. соответствует 2 (7) категориям твердости, что соответствует мягкой (2), средней (3,4), твердой (5,6), и очень твердой (7) группам.

По абразивности они классифицируются по 8 категорийной шкале Барона Л.И. от весьма малоабразивной (1 кл.) до среднеабразивной (1У кл.) и выше средней абразивности (У Кл.).

Исходя из геологического разреза скважин, пробуренных на площади, при проводке скважин могут быть следующие осложнения:

В интервале 0 - 280 м условия бурения нормальные.

В интервале 280- до проектной глубины (750м) в отложениях нижнего мела и юры возможны нефтегазопроявления.

Таблица 6.4.1

Геологические условия проводки скважины Р-14

№ № пп	Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина			по твердости	по абразивности	давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	200	200	K ₂	терригенные породы	II	II	20		2
2	200	550	350	K _{1al}	терригенные породы	II	II	55		2
3	550	630	80	K _{1g}	терригенные породы	II	I	63		3
4	630	700	70	J ₂	терригенные породы	III	II	70		3

Таблица 6.4.2

Ожидаемые осложнения при бурении скважины Р-14

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст пород	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	280-750	K-J	Возможны поглощения бурового раствора и нефтегазопроявления	

6.5. Характеристика промывочной жидкости

Таблица 6.5.1

Параметры бурового раствора по интервалам бурения скважины Р-14

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, г/см ³	Вязкость, сек.	Фильтрация, см ³ /30мин	Толщина корки, мм	Содерж. песка, % не более	Наименование бурового раствора и химических реагентов
0-50	1.10-1.12	45-55	10-12	2-2.5	4	Бентонитовый – Бентонит СК, Na ₂ CO ₃
50-280	1.14-1.16	40-45	5-6	1.0	1.5-2.0	Полимерный – Бентонит СК, СМС LV, ЕСОРАС-R, Na ₂ CO ₃
280- 750	1.16-1.18	40-50	5-6	1.0	1.5-2.0	Полимерный – Бентонит СК, СМС LV,

						POLY-PAC, KCL, NaOH, ECOPAC-R Na ₂ CO ₃
--	--	--	--	--	--	--

Примечание: 1. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважин.
2. Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным.

Бурение скважины необходимо производить на буровом растворе при параметрах, приведенных в таблицах 6.6.1. При вскрытии нефтегазоперспективных отложений необходимо иметь запас бурового раствора в объеме скважины.

6.6. Обоснование типовой конструкции скважин

Для проектируемых разведочных скважин предусматривается следующая конструкция:

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину до 50 м с целью предохранения устья скважины от размыва. Цементируется до устья.

Техническая колонна диаметром 244,5мм спускается на глубину 280 м с целью перекрытия верхнемеловых отложений. Цементируется до устья. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием ППГ-230х350, ПУГ-230х350.

Эксплуатационная колонна диаметром 168мм спускается на проектную глубину 750 м с целью разобщения продуктивных горизонтов и испытания скважины на продуктивность. Цементируется до устья. Устье скважины оборудуется колонной головкой ОКК1-210х168х245 и фонтанной арматурой АФ1-65х210.

Таблица 6.6.1-Сводные данные по типовой конструкции скважины Р-14, глубиной 750м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Направление	324	Д	0-50	-
4	Промежуточная (техническая) колонна	244,5	Д	0-280	-
5	Эксплуатационная	168,3	Д	0-750	-

Конструкция скважины 7 согласно историческим данным. Фактическая пробуренная глубина – 852 метра.

Направление диаметром 426мм, спущенное на глубину 9,7м с подъемом цемента до устья;

— Кондуктор диаметром 324мм спущен на глубину 52м, с подъемом цемента до устья;

- Техническая колонна 245мм спущена во всех пробуренных скважинах на глубину 200м с подъемом цемента за колонной до устья;
- Эксплуатационная колонна 168мм спущена по 4 скважинам (№№2,3,4,7) на глубину до 852м с подъемом цемента до устья.

6.7. Оборудование устья скважин

Тип противовыбросового оборудования, устанавливаемого на устье, в зависимости от ожидаемого флюида и пластового давления приводятся в таблице 6.7.1.

Таблица 6.7.1 - Оборудование устья скважин

Тип противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
ППГ-230х350 ПУГ-230х350	350 350	60	1	244,5
ОКК1-210х168х245 АФ1-65х210	210 210	120	1	168

Примечание: Типовая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудования составляется буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

6.8 Комплекс геолого-геофизических исследований

6.8.1 Отбор керна и шлама

Проектом бурения скважин на месторождении Каскырбулак Южный предусматривается бурение с отбором керна в объеме 60 м в интервалах: 520-540м, 550-570м, 630-650м. Эта величина может быть изменена по данным газокаротажных исследований.

Отбор шлама предусматривается по всему разрезу скважин, с глубины 280 м до проектной глубины через 5 м.

Отбор керна и шлама предполагается дополнить отбором боковых грунтов для обеспечения точной литологической привязки керна к каротажу, более точного изучения литологии разреза продуктивных отложений. Глубины отбора будут намечаться в оперативном порядке по каротажным данным с учетом шлагограмм и отбора керна.

Интервалы отбора образцов керна и шлама в процессе проводки скважины будут уточняться геологической службой недропользователя в зависимости от различных факторов. В таблице 6.9.1.1 даны ориентировочные интервалы отбора. После подъема керна или боковых грунтов необходимо произвести его макроописание. Особое внимание следует обращать на наличие признаков нефтеносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения). Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в

соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Керн мыть не рекомендуется.

Таблица 6.8.1.1 - Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
Р-14	К	520-540 550-570	40	по всему разрезу скважин, с глубины 280 м до проектной глубины через 5 м.
	Ј	630-650	20	
Всего:			60	

***Примечание:** Интервал отбора керна и шлама будет корректироваться во время выполнения буровых работ.*

Шлам отбирается в количестве 200-300гр для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику и в исследовательскую лабораторию. При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). При описании шлама следует отделять обвальную породу от забойной. Шлам пакуются в специальные мешочки, которые нумеруются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернаохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шлаго-кернограмма.

6.8.2 Геофизические и геохимические исследования

С целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов и оценки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования предусматривается проведение комплекса промыслово-геофизических работ (таблица 6.8.2.1).

Таблица 6.8.2.1 – Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах

Интервалы исследований	Виды работ
------------------------	------------

280м - до 750м	КС, ПС, ДС, ГК, инклинометрия Высокоразрешающий индукционный каротаж (HDIL) Литоплотностной каротаж (Z-Densilog) Компенсированный нейтронный каротаж CN Акустический каротаж (BHC-sonic) Каверномер Cali Микробоковой каротаж MLL или MSFL Гамма-каротаж (GR) ПС (SP)
0-до 750м	АКЦ (акустический цементомер за эксплуатационной колонной SBT)

Примечание: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине будет корректироваться в ходе бурения геологической службой Заказчика и подрядной Компанией.

После проведения комплекса ГИС в скважине Заказчику выдается оперативная информация, а после проведения полной обработки – окончательный результат с рекомендациями по выбору объектов для испытания на притоки нефти и газа. На каждой скважине проводятся геолого-технические исследования. Полный комплекс газового каротажа будет проводиться, начиная с глубины 280 м до забоя в разведочных скважинах.

Предусматривается отбор образцов керна боковым керноотборником, отбор пластовых флюидов и опробование в колонне выделенных по данным ГИС продуктивных горизонтов.

6.8.3 Опробование, испытание и исследование скважин

Основной целью бурения проектируемых скважин является оценка выявленных залежей в пределах северо-западного крыла и изучение перспектив нефтегазоносности и открытие залежей нефти и газа в отложениях мела и юры на неизученной части структуры Каскырбулак Южный. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия загрязнения шламом призабойной части ствола, колюматации коллекторов, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность. Параметры промывочной жидкости и технические средства очистки скважин от выбуренных пород и шлама должны быть предусмотрены в Техническом проекте на бурение скважин. Сводные данные по испытанию горизонтов в процессе бурения скважины Р-14 приведены в таблице 6.8.3.1. Точные интервалы испытания будут определены по результатам анализа керна, данных интерпретации ГИС и т.д. Испытание в процессе бурения производится с помощью испытателя пластов на бурильных трубах по мере вскрытия разреза в наиболее перспективных интервалах. Испытание производится с применением жесткой обвязки и проведением исследовательских работ по замеру дебитов, КВД и др.

Испытание пластоиспытателем на бурильных трубах в процессе бурения каждого объекта проводится по утвержденному плану. Подрядчик может предоставить дополнительные предложения и рекомендации по испытанию скважины на бурильных трубах в процессе бурения.

Интервалы испытания определяются по данным промыслово-геофизических исследований и другим данным.

Перед проведением испытания производится монтаж линий для отвода от устья скважины пластовой жидкости или газа на расстояние в соответствии с требованиями пожарной безопасности. В целях предупреждения открытого выброса на буровой должен быть нормативный запас бурового раствора.

Таблица 6.8.3.1.

Предполагаемые интервалы испытания скважин .

Скважина	Интервалы испытания объектов	Геологический возраст, литология	Вид опробователя пласта	Плотность промывочной жидкости, г/см ³
Р-14	520-540 550-570	К ₁ песчаник	МИГ-146	Согласно Проекту строительства скважины
	630-650	Ж ₂ песчаник		
7	544-574	К ₁ песчаник	МИГ-146	Согласно Проекту строительства скважины

Примечание: Интервал опробования и испытания будет уточняться по данным ГИС.

Испытание и исследование пластов в колонне

В процессе бурения устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовой установкой. Превенторы и задвижки испытываются давлением в соответствии с ожидаемым и их техническими характеристиками.

После окончания бурения устье скважины обвязывается колонной головкой, отпрессованной в соответствии с технической характеристикой. Эксплуатационная колонна спускается до забоя.

После спуска и цементажа эксплуатационной колонны проводится испытание ее на герметичность двумя способами: опрессовкой давлением и снижением уровня.

После спуска эксплуатационной колонны предусматривается проведение испытания в скважине.

Испытание продуктивных пластов производится по схеме «снизу-вверх» с установкой разделяющих цементных мостов.

Поинтервальная оценка насыщения и продуктивности перспективных интервалов с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах позволяет значительно сократить расходы на испытание в колонне. Основываясь на

материалах изучения керна, результатах ИПТ, ГИС и условий проводки, в скважине проектируется предварительно испытание в колонне выделенных объектов. После получения притока углеводородов производится отработка скважины на трех режимах (через штуцеры 6, 8, 10) для получения данных, по оперативной оценке, продуктивности.

В скважинах необходимо провести комплекс исследований, включающий:

- определение дебита флюидов на трех режимах;
- определение пластового, забойного, трубного и затрубного давлений;
- определение давления насыщения в пластовых условиях;
- определение проницаемости и продуктивности пластов;
- определение отдающих интервалов;
- замер температуры по стволу скважины;
- отобрать пробы флюидов для определения физико-химических свойств в пластовых и поверхностных условиях;
- отобрать пробы пластовых вод для определения типа и физико-химических свойств.

При получении притоков углеводородов, характеризующихся незначительными дебитами, необходимо проводить работы (при необходимости многократные) по интенсификации притоков методами пескоструйной перфорации и гидроразрыва пласта.

Освоение продуктивных горизонтов будет проводиться созданием депрессий на пласт за счет замены бурового раствора на воду с последующей аэризацией.

Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность производится геологической и геофизической группой на основании наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости и комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температура пласта, забойные и устьевые давления, изменение поступления флюидов при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, расчетным путем определяются коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости и абсолютно свободный дебит скважины.

Освоение скважины производится в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр»

После завершения работ на исследуемом объекте скважина задавливается буровым раствором, устанавливается изоляционный мост. В

таблице 6.8.3.2. приводятся предполагаемые интервалы опробования скважин в обсаженном стволе.

Таблица 6.8.3.2

Предполагаемые интервалы опробования скважин в обсаженном стволе

№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. м	Плотность промысловой жидкости, г/см ³	Метод вызова притока, количество режимов исследования	Метод интенсификации притока
1	2	3	4	6	7	8	9
Р-14	520-540 550-570	К ₁ песчаник	нефть	Predator"- 4 1/2 или НХМ 4505-4 ½ или аналог плотностью 14-16 отверстий на 1 п.м	1,18	свабирование	МПД, СКО
	630-650	Ј ₂ песчаник					
7	544-574	К ₁ песчаник					

Исследования скважин. Гидродинамические исследования скважин выполняются с учетом состояния эксплуатационной колонны и точного определения искусственного забоя.

Комплекс исследований включает:

- замер начального пластового давления;
- определение забойного давления (депрессии) и температуры;
- определение продуктивности скважины методом установившихся отборов;
- замеры дебитов нефти, газа и воды;
- отбор глубинных и поверхностных проб.

В зависимости от характера притока флюидов из скважины, применяют фонтанный метод исследований или метод свабирования.

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойных давлений и температуры на нескольких режимах.

На всех режимах отбираются глубинные пробы, определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

Опробование осуществляется методом свабирования или аэрации, производится комплекс исследовательских работ: замер дебитов флюидов на

каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После проведения всех видов исследований, устанавливается цементный мост с целью перехода к следующему объекту.

В таблицах 6.8.3.1 и 6.8.3.2 приведены проектные интервалы опробования в открытом стволе и эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым продуктивным горизонтам, которые будут уточняться специалистами ТОО «Petrocraft» после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований.

Таблица 6.8.3.3.

Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Кол-во скв. и объектов	Объект испытания	Горизонт	Дебит нефти, м ³ /сут	Период испытания, сутки	Плотность нефти, кг/м ³	Добыча нефти, тн.
1	2	3	4	5	6	7
1 объект	1	K ₁ -J ₂	9	90	910	737
P-14	3	K ₁ -J ₂	9	270	910	2 211
7	1	K ₁	7	90	910	537
2 скважины	Всего – 4объекта	K ₁ -J ₂	7-9	360	910	2748

6.9.4 Лабораторные исследования

Комплексные исследования для получения исчерпывающей информации о вещественном составе пород, их физических свойствах, а также о химических свойствах пластовых флюидов проектируются на основе лабораторных анализов образцов и проб по всем разведочным скважинам.

С целью получения более корректных подсчетных параметров по ГИС поднятый керн из продуктивных отложений будет исследоваться на коллекторские свойства и литологический состав рентгено-минералогическим анализом исходя из расчета отбора на анализ из каждого метра керна не менее 3-4 образцов.

Построение петрофизических связей будет проводиться на представительной коллекции образцов с определенными параметрами.

Сведения по лабораторным исследованиям керна, шлама, пластовых флюидов приводятся в таблице 6.9.4.1

Таблица 6.9.4.1 - Лабораторные исследования

№ п/п	Наименование работ	Ед.изм.	Объем работ
1	Стратиграфические исследования	Образец	5
2	Полный минералогический анализ пород	Образец	15
4	Определение гранулометрического состава	Образец	20
5	Микроскопический анализ шлифов	Проба	15
6	Определение пористости и плотности	Образец	20
7	Определение проницаемости	Образец	20
8	Определение нефтегазонасыщенности	Образец	20
9	Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида или рекомбинированных проб (PVT) методом расширения постоянной массы, дифференциального разгазирования и определения условия сепарации	Проба	4
10	Анализ пластовой воды	Проба	2
11	Полный анализ газа и поверхностных проб нефти	Проба	4
ВСЕГО:			125

7. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Попутные поиски заключаются в комплексном изучении вскрываемого разреза с целью обнаружения залежей полезных ископаемых.

Основным методом изучения радиоактивности горных пород является гамма-каротаж, проводимый в открытом стволе и со 100-% охватом запроектированного метража бурения. Кроме того, предусмотрен отбор проб воды для определения водорастворенных солей урана и радия.

Объем работ по массовым поискам урана и радия в проектных скважинах составляет:

1. Гамма-каротаж -750м
2. Контрольный каротаж в объеме 10 %
3. Отбор проб воды (по 1 л) - ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

Поиски микроэлементов включают отбор проб воды при получении притока воды (объем 2 л), 1 определение микроэлементов- 2 пробы.

Все гамма-каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы ГИС или с другими организациями.

При бурении поисковых скважин необходимо попутно вести поиски пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Обязательным условием является определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.)

При обработке кернового материала необходимо обратить внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, железистых и марганцевых руд, цветных и редких металлов, строительных материалов, различных видов сырья.

В разрезе пробуренных скважин отмечаются только прослой углей небольшой толщины, не имеющие промышленного значения.

В соответствии с «Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и отдельных скважин, давших при опробовании воду», необходимо, в случае их ликвидации, использовать последние для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований.

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

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 возвратить 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 8.1

Сметная стоимость ликвидации скважины Р-14

№ 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 "Г"	тн.	6,2	29,00	179,80
8	Ингибитор коррозии	литр	0,5	1,00	0,50
9	Ингибитор H ₂ S	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 8.2

Используемые расходные материалы

Материал	Количество, баллон	Сумма, тг	Итого, тг
Кислород	50	3 000	150 000
Пропан	16	5 000	50 000
Итого			200 000

Таблица 8.3

Вспомогательная техника

Наименование техники	Кол-во	Стоимость, в час	Количество часов	Всего в тенге
1	2	3	4	5
Цементировочный агрегат, ЦА-320	1	15 000	30	450 000
Цементосмесительная машина, СМН	1	15 000	30	450 000
Автокран	1	10 000	45	150 000
Автомашина "Камаз"	3	10 000	45	450 000
Автобус	1	10 000	20	200 000
Трактор	1	10 000	30	300 000
Итого				2000000

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 8.4.

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	2	186,124
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	т	84	2	168
3	Планировка площадки	га	95	1,05	99,75
4	Сбор, резка и вывоз металлолома	т	25	4,5	112,5
	Итого				550000

Таблица 8.5

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 8.6

Сводная таблица затрат на ликвидацию скважины

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	Ликвидация скважины	тенге	1 390000
2	Работа спецтехники и вывоз наземного и подземного оборудования	тенге	2 000 000
3	Рекультивация земли	тенге	550 000
4	Расходные материалы	тенге	200 000
5	Экологические платежи	тенге	600 000
6	Установка тумбы с репером		500 000
	ИТОГО	тенге	5240000
5	Прочие расходы, 10%	тенге	524000
	Итого на скважину	тенге	5764000

Стоимость ликвидационных работ

В случае положительных результатов бурения скважины Р-14, и получения материалов по скважине 7, будет проводиться расконсервация скважины 7. В этом случае затраты на ликвидацию 2-х скважин составят 11 528 000 тенге.

Таким образом, затраты по ликвидации на период реализации данного проекта по рассматриваемой составляет 11 528 000 тенге.

9. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ

В процессе бурения скважин геологической службой недропользователя необходимо проводить систематическое описание шлама, керна и специальные наблюдения за газопоказаниями, нефтегазопроявлениями и поглощением промывочной жидкости и т.д. По результатам оперативной обработки материалов ГИС и всей получаемой геолого – геофизической информации определяется порядок отбора и анализа образцов керна и пластовых флюидов, глубина спуска колонн, готовятся программы операций и исследований. Конечным результатом поисково – оценочных работ является подготовка базы данных для подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по подсчету запасов данные будут основой в будущем для составления проекта пробной эксплуатации месторождения и других проектов по освоению месторождения.

Другим не менее важным направлением обработки данных оценочного бурения является проведение оперативного анализа геолого-геофизических материалов, на основе которого следует вносить коррективы в уже согласованные планы работ и на перспективу. Хотя к настоящему времени на контрактном участке значительно прояснилась ситуация с количеством основных нефтегазоперспективных комплексов, к которым довольно однозначно относятся меловые и юрские отложения, в процессе проведения оценочных работ могут возникнуть вопросы, требующие срочного решения. Это связано со слабой изученностью в первую очередь юрского разреза. Очень внимательно следует анализировать особенности строения мезозойских отложений, из которых могут быть получены, в том числе и в аварийной ситуации, притоки углеводородов.

От успешного решения рассмотренных вопросов во многом будет зависеть эффективность проведения дальнейших оценочных работ на площади.

**10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО
ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ**

11. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на контрактной территории ТОО «Petrocraft».

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины Р-14 проектной глубиной 750м (+250м), составит 305 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 10 суток;
 - бурение и крепление скважины – 20 суток;
- испытание: - в открытом стволе – 5 суток; в эксплуатационной колонне – 270 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым К отложениям – 180 суток (2 объекта), по юрским J отложениям – 90 суток (1 объект).

Продолжительность цикла расконсервации и испытания скважины 7 составит 115суток, из них расконсервация – 20 суток, испытание - в открытом стволе – 5 суток; - в эксплуатационной колонне -90 суток.

Календарный план бурения проектных скважин приведен в таблице 11.1

Таблица 11.1 -Календарный план бурения проектных скважин

№ п/п	Номер скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Планируемые сроки бурения	
				начало	конец
1	Р-14-независимая	750	Р _{1к}	2023	2024
2	Расконсервация скв 7-зависимый объем	600	J ₂	2025	2025

Таблица 11.2-Календарный план работ на период разведки

Контр. год	Наименование работы
1	2
2022	Сбор материалов и получение контракта Подготовка проекта разведочных работ с проектом ОВОС Разработка и согласование с государственными органами Проекта ликвидации последствий разведки углеводородов с Проектом ОВОС Переинтерпретация данных ранее проведенных сейсморазведочных работ 2Д
2023	Определение оптимального местоположения для бурения скважин на надсолевые отложения. Составление Технического проекта на бурение скважины проектной глубиной 750 м и ОВОС к нему Проект строительства буровых площадок, площадки для вахтового поселка и подъездных путей и ОВОС к нему Бурение независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м
2024	Испытание независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м

2025	Расконсервация скважины 7, проектной глубиной 600 м. Испытание зависимой скважины 7, проектной глубиной 600 м
2026	Определение дальнейших направлений разведочных работ. Оперативный подсчет запасов нефти и газа
2027	Составление проекта пробной эксплуатации и ОВОС

12.ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

На основе запланированных настоящим проектом объемов работ и сроков их выполнения, предусматривающих проведение геологоразведочных работ, в данном разделе приведена оценка ожидаемых инвестиций в период проведения геологоразведочных работ на участке Каскырбулак Южный.

Объем капитальных вложений включает в себя:

- стоимость строительства проектных скважин.

В затраты и услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, включены научные и проектные работы (анализ керна и проб, анализ результатов бурения, все виды проектной документации и т.д.).

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на контрактном участке на период 2022 -2027г.г представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2027гг

год	Наименование работы	Ед.изм	Физ.объем	Стоимость, млн.тенге, без НДС
1	2	3	4	5
2022	Сбор материалов и получение контракта	отчет		0,4
	Подготовка проекта разведочных работ с проектом ОВОС	проект		7
	Разработка и согласование с государственными органами Проекта ликвидации последствий разведки углеводородов с Проектом ОВОС	проект		5
	Переобработка и переинтерпретация данных ранее проведенных сейсморазведочных работ 2Д	проект		20
2023	Определение оптимального местоположения для бурения скважин на надсолевые отложения. Составление Технического проекта на бурение скважины проектной глубиной 750 м и ОВОС к нему Проект строительства буровых площадок, площадки для вахтового поселка и подъездных путей и ОВОС к нему	проект		5
2024	Бурение независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м	отчет	750м	150
	Испытание независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м			10
2025	Расконсервация скважины 7, проектной глубиной 600 м. Испытание зависимой скважины 7,	отчет	600м	84

	проектной глубиной 600 м			
2026	Определение дальнейших направлений разведочных работ. Оперативный подсчет запасов нефти и газа	отчет		10
2027	Составление проекта пробной эксплуатации и ОВОС	проект		20
Всего за 6 лет				311,4

13.ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

13.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа

В соответствии с принятыми параметрами подсчитаны начальные геологические, извлекаемые запасы нефти по зонам, блокам. С учетом добычи нефти нижнемелового горизонта по состоянию на 01.10.2006г. за период испытания определены остаточные геологические и извлекаемые запасы нефти. Подсчитанные запасы нефти по горизонтам, блокам, категориям приведены в табл. 13.1.1.

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 13.1.1 - 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		Добыча нефти на 01.10.06г.	Остат. Запасы нефти на 01.10.06г млн.м ³		Добыча раств. газа. на 01.10.06г.	Остат. Запасы раств. газа. на 01.10.06г млн.м ³		
							пористости	нефтенасытти	пересчетный		Геологические запасы нефти, тыс.т	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т			Геологические	Извлекаемые		Геологические	Извлекаемые		Геологические	Извлекаемые	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
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				5.027	1546	305.2				
			C ₂	99.6								289	57.8	0.2					289	57.8			
	I (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				0.0089	18	3.6				
			C ₂	90.6								30	6.1	0.2					30	6.1			
	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						558112				
	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						63	12.60			
	I (р 4скв)	ЧН	C ₁	27.8	3.8	106.3	0.315	0.737	0.9124	0.9011	20												0.00
		ЧН	C ₂	79.8	5.1	410.6					78												0.00
Итого по V бл		C ₁	27.8							20	4.1	0.2						20	4.1				
		C ₂	79.8								78	15.7	0.2						78	15.7			
Итого по альбскому горизонту			C ₁	706.1													5.153	1584.5	312.8				
			C ₂	701.4															1019.0	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					88.0	17.5			0.00	
			C ₂	144								177	35.5	0.2					177.0	35.5			
	IV	ВН	C ₂	132	3	422.3	3.20	422.3	0.306	0.801	0.9124	0.9362	88										
	Итого по IV блоку		C ₂	132										88	17.7	0.2			88.00	17.70			
X	ВН	C ₂	212	3.2	678.5	0.306	0.801	0.9124	0.9362	142													
Итого по X блоку			C ₂	212							142	28.4	0.2						142	28.4			
Итого по готеривскому горизонту			C ₁	75							88	17.5							88	17.5			0.00
			C ₂	488								408	81.6							408	81.6		
Итого по нижнемеловому горизонту			C ₁	781.2							1677	335.4					5.153	1672	330.3				
			C ₂	1189.5								1427	285.3							1427	285.3		
Ю-I	I (р 3скв)	ЧН	C ₁	78	3.4	266.0	0.24	0.582	0.849	0.9028	28											0.00	
		ЧН	C ₂	61	3.4	208.9						22											
	Итого по II бл		C ₁	78.2							28	5.6	0.2					28	5.6			0.00	
			C ₂	61.4								22	4.4						22	4.4			
	IV	ВН	C ₂	61	1.7	103.7	0.236	0.582	0.849	0.9028	11								11	2.2			
	Итого по IV блоку		C ₂	61							11	2.2	0.2							11	2.2		
X	ВН	C ₂	161.1	1.7	273.8	0.236	0.582	0.849	0.9028	29													
Итого по X блоку			C ₂	161.1							29	5.8	0.2						29	6			
Итого по Ю-I горизонту			C ₁	78.2							28	5.6							28	5.6			
			C ₂	283.5								62	12.3							62	12.3		

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		Добыча нефти на 01.10.06г.	Остат. Запасы нефти на 01.10.06г млн.м ³		Добыча раств. газа. на 01.10.06г.	Остат. 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		Геологические	Извлекаемые		Геологические	Извлекаемые	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Ю-П	I (р 3скв)	ЧН	C ₁	78.2	6	469.3	0.302	0.635	0.849	0.9026	69												
		ЧН	C ₂	61.4	6	368.7						54											
	Итого по II бл		C ₁	78.2							69	13.8	0.2					69.0	13.8				
			C ₂	61.4								54	10.8	0.2					54.0	10.8			
	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					24.0	4.9				
	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					57.0	11.5				
Итого по Ю-П горизонту			C ₁	78.2							69	13.8						69.00	13.80				
			C ₂	246.6								136	27.2						136.00	27.20			
Итого по среднеюрскому горизонту			C ₁	156.4							97	19.4						97.00	19.40				
			C ₂	530.1								198	39.5						198.00	39.50			
Итого по месторождению			C ₁	937.6							1774	354.8					5.153	1768.90	349.70				
			C ₂	1719.6								1624	324.8						1624.00	324.80			

14.ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

Таблица 14.1

Технико-экономические показатели

№.№ п/п	Показатели	Единица измерения
1	2	3
1	Количество проектных разведочных скважин	1шт.
	Расконсервация скважин	1шт
2	Проектные глубина, горизонт	600м, J ₂ 750м, P _{1к}
4	Суммарный метраж	1350м
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	150 000 тыс. тенге.
6	Предполагаемая стоимость 1 м проектируемого бурения	200 000тенге
7	Предполагаемые затраты на разведочное бурение и расконсервацию на месторождении	234 000 тыс. тенге.
9	Ожидаемый прирост запасов нефти	674,5 тыс. т,
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	499,6т/м,
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 скважину	337,25 тыст/скв.,
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти,	461,67тенге/т

Таблица 14.2.

Сводная таблица планируемых объемов геологоразведочных работ на площади
Каскырбулак Южный на период 2022 по 2027 гг.

Виды работ	Единица измерения	Объемы
1	2	3
Бурение	м	750
Количество скважин	шт	1
Исследования ГИС	пог. м	750
Отбор керна	пог. м	60
Испытания скважин	объект	3
Лабораторные исследования	образец	125
Экологические обследования	количество выездов	4
Проектные работы	проект	4

15.ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Месторождение Каскырбулак Южный расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

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

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 признаки нефти в виде насыщенности и пропитанности пород верхнего и нижнего мела, средней юры.

В 1974-1979, 1992-1997г.г. на структуре проводилась сейсморазведка методом 2Д.

В 2000г. 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.

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» в 2006 году Оперативный подсчет запасов УВ по месторождению Каскырбулак Южный по состоянию на 01.10.2006г.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Настоящим Проектом предусматривается переинтерпретация ранее проведенных 2Д сейсморазведочных работ на контрактной территории, дальнейший сбор геолого-геофизической информации по пробуренным

скважинам и на основе этого бурение одной независимой скважины, расконсервация скважины 7 и проведение оценки ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) Опубликованная

1. Куандыков Б.М. Геологическое строение Арало-Каспийского региона и сопредельных районов Прикаспийской впадины в связи с их нефтегазоносностью. – Алматы, 1999.
2. Жолтаев Г.Ж., Досмухамбетов М.Д., Исказиев К.О. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия, Астана, 2005г
3. Строение и развитие восточной и юго-восточной периферии Прикаспийской впадины/ Гушин Е.С., Жаскленов Б.Б., Николенко В.П., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е..М.: «Геоинформмарк», 1993.
4. Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины/Замаренов А.К., Шебалдина М.Г., Федоров Д.Л.,и др. – М.: Недра, 1986.
5. Нефтяная энциклопедия Казахстана, Казахойл, 1999

б) фондовая

6. Заварыкина Н.Н., Канцева Ю.М. Отчет о работе сейсмической партии 2/76 на площади Каскырбулак Южный, Трест "Эмбанефтегеофизика", 1976 г.
7. Суета 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.
8. Рахметов М. Отчёт поиски нефти и газа на площади Северный Каскырбулак, Производственное объединение "Эмбанефть", 1986 г.
9. Рахметов М. Отчет поиски залежей нефти и газа на площади Каскырбулак Южный, Прикаспийское управление буровых работ, 1987 г.
10. 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.