

ТОО «АП - Нафта Оперейтинг»
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Сисекенов О.Л.

2021г.



**Дополнение к проекту разведочных работ по оценке
углеводородов на месторождении Кемерколь
согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г**

Книга и папка с графическими приложениями

Книга. Текст




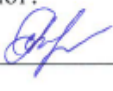

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



А.М. Джамикешов

Атырау - 2021 г

Список исполнителей

Ответственный исполнитель Начальник отдела проектирования поисково- разведочных работ:  Л.Н. Тлекбаева	Книга. Текст, главы 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10,12,13
Начальник отдела проектирования строительства скважин:  Е.К.Умбетов	Книга. Текст, глава 8
Ведущий инженер:  К.С.Туралиев	Книга. Текст, разделы 6.5, 6.6, 6.7, 6.8
Геолог:  Б.С.Сейтова	Папка. Графические приложения.
Нормоконтролер:  Г.Салахидинова	

Тлекбаева Л.Н. «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г»

Книга и папка с графическими приложениями

Книга – текст 167 страниц, 59 таблиц, 15 рисунков, 7 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 5 графических приложений

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», Лицензия №002460 от 18.02.2009 г на проектирование горных производств, г. Атырау, ул. Хакимова, 4, 2021 г.

ТОО «АП - Нафта Оперейтинг», Контракт №1580 от 18.11.2004 г.

Атырауская область, Республика Казахстан

РЕФЕРАТ. В проекте проведен анализ результатов сейсмических исследований МОГТ 3Д и данных глубокого бурения, выполненных на территории месторождения Кемерколь.

По результатам выполненных работ уточнено геологическое строение изучаемой территории, выделены объекты, перспективные в нефтегазоносном отношении.

Настоящей работой проектируется проведение геологоразведочных работ с целью выполнения контрактных условий и изучения геологического строения и поисков залежей углеводородов в надсолевых и подкарнизных условиях. В проекте освещены методика и объем буровых работ, цели и задачи, условия проводки, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

Ключевые слова: месторождение, нефтегазоносность, продуктивный горизонт, запасы нефти, скважина, бурение, испытание, пласт, промыслово-геофизические исследования, сейсморазведка, запасы нефти.

Составила:

Тлекбаева Л.Н.

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ТОО «АП - Нафта Оперейтинг»

О.Л.Сисекенов

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На составление

**Дополнения к Проекту разведочных работ по оценке углеводородов на
месторождении Кемерколь согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г**

Полезные ископаемые: нефть	
Наименование объекта работ	
ТОО «АП-НафтаОперейтинг:	контрактная территория месторождение
Кемерколь	
Местонахождение объекта работ:	Республика Казахстан, Атырауская область, Кзылкогинский район.

Обоснование необходимости проведения разведочных работ: продолжение изучения геологического строения контрактной территории (65 кв.км), выполнение условий Контракта №1580 от 18.10.2004 г, дополнения №9 к Контракту от 12.04.2019 г за №4708-УВС МЭ.

В результате переинтерпретации сейсмических данных 3Д, детальной корреляции разрезов пробуренных оценочных скважин в надсолевом комплексе и в подкарнизовой среднетриасовой толще с привлечением данных опробования, материалов ГИС и особенностей строения структуры надсолевого комплекса отложений на месторождений Кемерколь установлены залежи нефти и газа в юрских и среднетриасовых отложениях, в том числе и в подкарнизовой части. Продуктивность юрских отложений установлена в восточной части залежи скв. 62, среднетриасовых отложений в юго-западной части залежи скв. 20, 73, 75, подкарнизных триасовых отложений в скв. 85.

1. Целевое назначение работ:

Дополнение к проекту разведочных работ предусматривает бурение 6 оценочных скважин, из них R-101,102,103,104,105 с проектными глубинами от 1300 м до 2000 м на триасовые отложения на юго-западном крыле, № 78 с проектной глубиной 2500 м на подкарнизовые пермотриасовые отложения, геологические и геофизические исследования, испытания скважин.

2. Геологические задачи:

Проект должен предусматривать проведение оценочного бурения.
Проект должен состоять из трех частей.

I. Геолого-методическая часть

Общие сведения о районе работ, история геолого-геофизической изученности, геологическая характеристика района работ, стратиграфия и литология, тектоника, нефтегазоносность, гидрогеологическая характеристика, обзор, анализ и оценка

выполненных геологоразведочных работ, методика, объемы и условия проведения проектируемых работ, цели и задачи, определение местоположения проектных скважин, их глубины и задачи, предварительная оценка запасов нефти, разработка плана исследовательских работ (отбор керна и шлама, промыслово-геофизические исследования, лабораторные исследования).

II. Техничко-технологическая часть

Общие технико-экономические вопросы организации разведочного бурения, геолого-технические условия проводки скважин, выбор и обоснование конструкции скважин и параметров бурового раствора, методы вскрытия пласта и вызова притока, испытания и исследования пластов в открытом и обсаженном стволе, контроль за качеством глинистого раствора.

III. Оценка воздействия на окружающую среду

Выполнение раздела охраны окружающей среды. Выявления источников выбросов в атмосферу, сброс и размещения отходов при проведении разведочных работ.

3. Ожидаемые результаты и сроки выполнения:

3.1 В результате должен быть представлен проектный документ «Дополнение к Проекту разведочных работ на месторождений Кемерколь, с разделом «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду», отвечающий всем требованиям Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 28.06.2018 года.

3.2 Все указанные проекты должны пройти экспертизы и согласования в Государственном экологическом Департаменте.

3.3. Проект должен быть рассмотрен и согласован в ЦКРР РК и утвержден Компетентным органом.

3.4. Срок выполнения проектных работ: согласно договору.

**Главный геолог
ТОО «АП-НафтаОперейтинг»:**

Тажибаев С.Е.

**КНИГА. ТЕКСТ
ОГЛАВЛЕНИЕ**

Глава	Наименование	Стр.
1	ВВЕДЕНИЕ	11
2	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	16
3	ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ УЧАСТКА НЕДР В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ	18
4	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ	21
4.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	21
4.2	Тектоника	27
4.3	Нефтегазоносность	32
4.4	Гидрогеологическая характеристика месторождения	48
5	ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ	48
5.1	Объем и результаты полевых геологических и геофизических исследований	46
5.2	Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ	53
5.3	Изученность глубоким бурением	54
5.4	Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных гис и их достоверность	56
5.5	Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин	64
5.6	Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек и изученность подсчетных параметров по керну	69
5.7	Состояние запасов нефти и их достоверность	76
5.8	Геометризация свойств и оценка точности разведки залежей и месторождения	76
5.9	Обоснование коэффициентов извлечения нефти	76
6	МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	80
6.1	Цели и задачи проектируемых работ	80
6.2	Обоснование этажей оценочных работ	81
6.3	Сейсморазведочные работы	84
6.4	Система размещения проектных скважин	84
6.5	Геологические условия проводки скважин	87
6.6	Характеристика промывочной жидкости	90
6.7	Обоснование типовой конструкции скважин	92
6.8	Оборудование устья скважин	94
6.9	Комплекс геолого-геофизических исследований	94
6.9.1	Отбор керна и шлама	94
6.9.2	Промыслово-геофизические исследования скважин	96
6.9.3	Лабораторные исследования	97
6.9.4	Опробование и испытание скважин	97
7	Попутные поиски	100
8	Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования	100
9	Обработка данных оценочного бурения	121
10	ОХРАНА ТРУДА, НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	122
10.1	Охрана труда, техники безопасности и промышленной санитарии	122
10.2	Оценка воздействия на окружающую среду	126

10.3	Охрана недр	138
11	Продолжительность проектируемых работ	142
12	Предполагаемая стоимость проектируемых работ	143
13.1	Ожидаемые результаты работ	144
13.2	Оценка сопутствующих компонентов на проектируемых площадях	147
14	Основные технико-экономические показатели оценочных работ	147
15	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	148
	Список использованных источников	149

СПИСОК РИСУНКОВ

№	№ №	Наименование	Стр.
1	1.1	Обзорная карта	17
2	3.1	Кемерколь. Схема расположения участков оценки	20
3	4.2.1	Фрагмент схемы структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП (Э.С.Воцалевский и др., 2002г)	28
4	4.2.2	Структурная карта по отражающему горизонту VI-I. Подкарнизные перспективные объекты I, II, III согласно оптимального прогноза	30
5	4.2.3	Подкарнизные объекты I, II, III на карте сейсмического атрибута FluidFactor RMS VI-I 20ms	30
6	4.2.4	Тектоника надсолевого комплекса месторождения Кемерколь (структурная карта по III отражающему горизонту)	31
7	5.1.1	Кемерколь. Схема сейсмической и буровой изученности	52

СПИСОК ТАБЛИЦ

№	№ табл	Наименование	Стр.
1	2.1	Географо-экономические условия	16
2	4.2.1	Стратиграфические отбивки скважин месторождения Кемерколь (подошва)	22
3	4.3.1	Результаты исследований физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях (пермотриасовые отложения)	41
4	4.3.2	Результаты исследований физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях (триасовые отложения)	42
5	4.3.3	Характеристика пластовой нефти месторождения Кемерколь	44
6	4.3.4	Компонентный состав растворенного газа	45
7	4.4.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Кемерколь	47
8	5.1.1	Геолого-геофизическая изученность контрактной территории Кемерколь	50
9	5.2.1	Сведения о выполнении проектов поисковых и разведочных работ	54
10	5.3.1	Техническое состояние скважин, пробуренных на структуре Кемерколь	55
11	5.4.1	Перечень геофизических работ, выполненных в 1989-1994 гг	56
12	5.4.2	Перечень геофизических работ, выполненных в 2006-2007 гг	57
13	5.4.3	Перечень геофизических работ, выполненных в 2016-2017 гг	57
14	5.4.4	Перечень геофизических работ, выполненных в 2018-2019 гг	58
15	5.4.5	Объем выполненных промыслово-геофизических исследований по скважинам	60

16	5.4.6	Результаты интерпретации данных ГИС	61
17	5.5.1	Результаты опробования скважин	67
18	5.6.1	Освещенность керном стратиграфических комплексов	70
19	5.6.2	Лабораторные исследования керна	71
20	5.6.3	Содержание литологических разностей по керну	72
21	5.6.4	Результаты анализов керна по скважинам 62,72,73,75,77,81, 85	73
22	5.7.1	Подсчет запасов нефти и растворенного газа	77
23	5.9.1	Коэффициенты извлечения нефти	79
24	6.2.1	МДТ. Замеры пластовых давлений в 25 точках (2094,5-2311,08 м) в скважине 85	82
25	6.5.1	Интервалы фактических и возможных осложнений	87
26	6.5.2	Проектный стратиграфический разрез скважин R101,102,103,104,105	88
27	6.5.3	Проектный стратиграфический разрез скважины 78	89
29	6.6.1	Характеристика промывочной жидкости проектных скважин	92
30	6.7.1	Рекомендуемая конструкция скважин R101,102,103,104,105	93
31	6.7.2	Рекомендуемая конструкция скважин 78	93
32	6.8.1	Характеристика ПВО для скважин R101,102,103,104,105	94
33	6.8.2	Характеристика ПВО для скважин 78	94
34	6.9.1.1	Сведения по проектному отбору керна	95
35	6.9.2.1	Планируемый комплекс ГИС для скважин R101,102,103,104,105	96
36	6.9.2.2	Планируемый комплекс ГИС для скважин 78,67	96
37	6.9.3.1	Перечень и объемы лабораторных исследований керна и флюидов	97
38	6.9.4.1	Интервалы испытаний в эксплуатационной колонне	100
39	8.13	Сметная стоимость ликвидации скважины	119
40	8.14	Используемые расходные материалы	119
41	8.15	Вспомогательная техника	119
42	8.16	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	120
43	8.17	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин	120
44	11.1	Календарный план бурения проектируемых скважин	142
45	12.1	Основные финансовые затраты на проектирование ГРП на период 2020-2022 гг	143
46	13.1	Оценка ресурсов нефти	145
47	14.1	Основные геолого-экономические показатели поисково-разведочных работ	147

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№	Наименование	Стр.
1	Заключение метрологической экспертизы	150
2	Копия дополнения №9 к контракту	153
3	Протокол НТС ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»	154
4	Протокол совместного заседания НТС ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» и ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»	156
5	Копия государственной экологической экспертизы	157
6	Копия лицензии на право проектирования горных производств	165

7	Копия экспертного заключения	168
---	------------------------------	-----

Список графических приложений

№ п/п	Наименование приложения	Номер прил.	Номер листа прил.	Масштаб приложения	Степень секретн. приложени я
1	Обзорная карта	1	1	1:1000000	н/с
2	Схема структурно- тектонического районирования	2	1	1:3000000	н/с
3	Средне-нормальный разрез	3	1	1:2000	н/с
4	Средне-нормальный разрез		2	1:1000	н/с
5	Схема сейсмической и буровой изученности	4	1	1:25000	н/с
6	Структурная карта по отражающему горизонту VI- 1 (кровля подкарнизных отложений), временные разрезы и геологический профиль	5	1		н/с
7	Структурная карта по отражающему горизонту T2- I, временные разрезы и геологический профиль	6	1		н/с
8	Структурная карта по отражающему горизонту T2, временные разрезы и геологический профиль	7	1		н/с
9	ГТН	8	1	1:5000	н/с

1. ВВЕДЕНИЕ

По административному делению контрактная территория Кемерколь расположена в Кызылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Географически площадь находится в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий с отметками поверхности фундамента от минус 8.0 до минус 10.0 км.

Площадь контрактной территории составляет 57,727 кв.км, глубина геологического отвода - до фундамента.

Координаты угловых точек геологического отвода

№№ угл.тчк	Координаты угл.тчк		№№ угл.тчк	Координаты угл.тчк	
	СШ	ВД		СШ	ВД
1	47°55'53"	54°07'40"	6	47°58'40"	54°10'00"
2	47°57'31"	54°07'27"	7	48°00'52"	54°14'37"
3	47°57'36"	54°07'40"	8	47°58'43"	54°17'13"
4	47°59'35"	54°10'00"	9	47°55'22"	54°10'24"
5	47°59'35"	54°10'00"			

В период 1960-1978 гг на площади Кемерколь проводились региональные сейсмические, гравии- и электроразведочные работы, геологическая съемка.

В 1980 г Центральной геологопоисковой экспедицией объединения «Гурьевнефтегазгеология» на структуре Кемерколь проведено глубокое поисковое бурение. Пробурены две скважины (Г-1, Г-2) в сводовой части купола, которые были ликвидированы по геологическим причинам.

В 1990 г в результате пересмотра геолого-геофизических материалов по куполам Кемерколь и Кожа Южный был составлен единый проект поискового бурения.

По этому проекту на площади Кемерколь было пробурено 11 скважин (4, 9, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 52, 53, 59). Из них в скважинах 4, 9 и 20 в 1991 г были получены притоки нефти из триасовых отложений.

В 1990-1993 гг проведены сейсмические исследования МОГТ 2Д.

В 1994 г «КазНИГРИ» был проведен оперативный подсчет запасов нефти и газа продуктивных горизонтов в отложениях триаса, эти запасы были утверждены ГКЗ РК (протокол №74-ПЗ от 23.12.1994 г). По месторождению Кемерколь на 01.01.1994 г на госбалансе РК числились запасы нефти геологические/извлекаемые по категории С₁ (р-н скв.№20) – 2492/745 тыс.т и 2234/350 тыс.т по категории С₂. ГКХ «Акбота» в IV квартале 1994 г получила прирост запасов нефти в количестве: геологические 2181 тыс.т, извлекаемые 345 тыс.т по результатам дополнительного объема геолого-поисковых работ в скважинах №№4,9, что позволило запасы нефти Т-I и Т-II в районе этих скважин перевести из категории С₂ в С₁.

В 2004 г право недропользования на контрактной территории Кемерколь получило ТОО «Saga Creek Gold Company» согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г, права

недропользования переданы ТОО «Viktoria Energy Central Asia» по Дополнению №1 к контракту (рег. №1832 от 15.09.2005г).

В 2005 г ТОО «Акай Консалтинг» составлен проект разведки месторождения Кемерколь, который согласован управлением «ЗапКазНедра» протоколом №136/2005 от 13.09.2005 г, проектом предусматривалось бурение 10 скважин.

За период 2005-2010 гг выполнено бурение 7 скважин (№№ 9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74), из которых в скважинах №№9-БИС и 73 получены притоки нефти из триасовых отложений.

В 2006 г АО «Азимут Энерджи Сервисез» выполнены сейсмические исследования МОГТ-3Д в объеме 116,55 кв.км (12235 физ.точек). В результате проведенных работ было уточнено геологическое строения надсолевых и подсолевых отложений контрактной территории.

В 2007 г ТОО «Акай Консалтинг» выполнен проект пробной эксплуатации, согласованный ЦКР РК протоколом №44 от 13.07.2007 г, срок пробной эксплуатации завершен 13.07.2011 г.

В связи с выходом приказа МЭ и МР от 6 июня 2008 г о признании недействительным соответствующие дополнение к Контракту на разведку УВС в части передачи недропользования от ТОО «Saga Creek Gold Company» в пользу ТОО «Viktoria Energy Central Asia» на основании решения Специализированного межрайонного экономического суда Атырауской области от 06.03.2008 г на месторождении Кемерколь приостановлены геологоразведочные работы, скважины №№ 20,73, находящиеся в пробной эксплуатации, с 12 июня 2008 года были введены в консервацию. Работы на месторождении, оборудование и механизмы были временно законсервированы.

23 февраля 2009 г МЭ и МР было утверждено Дополнение №2 (рег.№3021) к Контракту №1580, согласно которому была разрешена передача права недропользования от ТОО «Сага Крик Голд Компани» в пользу ТОО «Бакыт Тау».

В 2010 г ТОО «Центр Консалтинг» выполнил переинтерпретацию данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, по результатам этих работ уточнено геологическое строение контрактной территории.

В 2012 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» разработан проект оценочных работ, по которому предусматривалось бурение скважины 75 проектной глубиной 1100+250 м (согласован протоколом ЦКРР РК №28 от 15.11.2012 г, утвержден письмом комитета геологии и недропользования МИИР №17-02-852-И от 28.11.2012 г).

В 2016 г права недропользования на контрактной территории Кемерколь перешли к ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Дополнения №6 к контракту (рег.№4315-УВС-МЭ от 30.06.2016 г). Период разведки продлен до 12.03.2022 г согласно Дополнения №11 к контракту (рег.№4903-УВС-МЭ от 25.03.2021 г).

В связи с переходом прав недропользования ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» возобновил геологоразведочные работы на контрактной территории Кемерколь.

В 2016 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение к проекту оценочных работ» (протокол ЦКР РК №75/23 от 19.08.2016г и письмо комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-1804-и от 16.09.2016г). Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин №№75, 76, 77 проектными глубинами 1500 и 800 м, переинтерпретация данных МОГТ 3Д, проведение восстановительных работ в скважинах №№20, 73. Скважины №№75,76,77 пробурены, получены притоки нефти из триасовых отложений.

В 2016 г ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнил отчет «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д, интегрированная с результатами седиментологического анализа и скважинными данными для уточнения потенциала установленных залежей и определения перспектив для прироста запасов и ресурсов УВС месторождения Кемерколь». По результатам этой работы были выделены нефтегазоперспективные объекты в отложениях триаса и подкарнизного пермотриаса.

«Дополнением к проекту пробной эксплуатации работ на месторождении Кемерколь» (согласовано протоколом ЦКРР №80/17 от 23.12.2016 г и утверждено письмом Комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-167-И от 19.01.2017 г), возобновлена пробная эксплуатация месторождения Кемерколь.

В 2017 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение №2 к проекту оценочных работ» (согласовано протоколом ЦКРР РК №88/9 от 24.08.2017 г и утверждено письмом Комитетом геологии и недропользования МИИР №27-5-1897-И от 28.09.2017 г).

Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин №№85, 86 проектными глубинами 2500±250 м и №78 проектной глубиной 1500±250 м и углубление пробуренной скважины №76 до проектной глубины 2500+250 м.

Недропользователь в 2017 г согласно проекта оценочных работ углубил скважину №76 с целью опoisкования пермотриасовых отложений в подкарнизных условиях, но проектной глубины 2500 м достичь не удалось. Скважина пробурена до 2292 м, вскрыла подкарнизные пермотриасовые отложения, бурение остановлено вследствие аварии в процессе бурения (прихват бурильного инструмента, поглощение бурового раствора). Признаки нефтегазоносности отмечены на забое 2193 м по данным газокаротажной службы в буровом растворе отмечены газопоказания 4-5% и разгазирование бурового раствора со снижением удельного веса с 1,47 до 1,23 г/см³. На ситах была обнаружена нефть. По всей вскрытой подкарнизной пермотриасовой толще по результатам ЛБА выделяются аномалийные участки с повышенным содержанием углеводородных газов (метана, этана, пропана, изобутана) до 10%.

В 2018 г ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" выполнен отчет по подсчету запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию на 01.04.2018 г, утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С₁ и С₂ составили соответственно 2625/589 и 555/36 тыс.т, растворенного газа – 45/10,8 и 11,1/1,27 млн.м³ (протокол №1992-18-У ГКЗ РК от 29.11.2018 г).

Проект разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 01.12.2018 г утвержден Министерством энергетики РК 12.03.2019 г за №12-03-1083/И.

12 июля 2018 г начато бурение скважины 85, скважина пробурена до 2400 м, в подкарнизных пермотриасовых отложениях в процессе бурения отмечены проявления углеводородов по данным ГТИ, MDT, на сегодняшний день скважина в освоении. По результатам замеров пластовых давлений при проведении MDT компанией Шлюмберже отмечены аномальные значения пластового давления в подкарнизных пермотриасовых отложениях в интервалах глубин 2094,54-2311,08 м. Максимальное значение коэффициента аномальности $K_a=2,1$ прослежено на глубине 2307 м. Пластовое давление, замеренное в скважине, составило 473 атм. Результаты замеров свидетельствуют об аномально высоком пластовом давлении (АВПД).

Испытания скважины 85 проводились в сложных геологических условиях, что объяснялось аномальным пластовым давлением до 473 атм. В двух объектах получены притоки газа и жидкости. Вскрытый в интервале глубин 2097,3-2101,1м пласт-коллектор, оцененный по данным ГИС как содержащий углеводороды с $K_{нг}=46.0\%$, с эффективной пористостью 15.0% не испытан из-за аварийного состояния скважины 85 в связи с появлением межколонных давлений, поэтому дальнейшее освоение скважины является проблематичным.

В 2018 проектом разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (утвержденном Министерством энергетики РК 21.01.2019 г за рег.№12-03-287/И) было запланировано бурение 6 оценочных скважин, из них 4 скважины №№78, 86, 87, 88 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности подкарнизных пермотриасовых отложений, 2 скважины №№67,71 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности юрских и триасовых отложений. Скважины №№78,87,88 были зависимыми от результатов бурения и испытаний скважины 85.

Обоснованием для продолжения геолого-разведочных работ в пределах контрактной территории Кемерколь являются:

- результаты переинтерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 3Д;
- положительные результаты глубокого бурения в пределах исследуемой территории (установленные запасы нефти в триасовых отложениях на северо-западном и юго-западном крыле структуры Кемерколь, выявленные залежи в подкарнизных пермотриасовых отложениях в скв.№85);

- соответствие требованиям Кодекса о недрах и недропользовании (статья 116 пункт 4.3), где под сложными проектами разведки признаются проекты в рамках контрактов на разведку и добычу углеводородов со следующими параметрами - аномально высокое пластовое давление залежи с коэффициентом аномальности 1,5 и выше.

С учетом результатов бурения скв.76 и 85 и испытаний скважины 85, которые проходили в сложных геологических условиях (АВПД), что отразилось на сроках испытаний и финансовых затратах, недропользователем были внесены изменения в объемы и сроков бурения проектных скважин, было принято решение отменить бурение 2 зависимых скважин №№87, 88 на подкарнизные пермотриасовые отложения и перенести сроки бурения скважины 78 на 2022 г.

По результатам интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д в 2021 г были выделены новые локальные нефтегазоперспективные объекты в триасовых отложениях на северо-западном крыле месторождения Кемерколь.

Проектом закладывается бурение 6 оценочных скважин №№78, R101, R102, R103, R104, R105, из них 3 скважины №78, R101, R102 независимые и 3 скважины R103, R104, R105 - зависимые от результатов бурения скважин R101 и R102.

Целью бурения скважины №78 с проектной глубиной 2500 м является изучение геологического строения и оценка залежей УВС в надсолевых триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях; целью бурения скважин R101, R102, R103, R104 является изучение геологического строения и оценка нефтеносности триасовых отложений северо-западного крыла месторождения Кемерколь.

Проектом запланировано проведение комплекса геолого-геофизических и промысловых исследований, включающих ГИС, отбор керна, шлама, пластовых флюидов, их аналитическое изучение, опробование.

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1

№ № пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Кзылкогинский район Атырауской области
2	Место базирования НГРЭ	Месторождение Кемерколь, вахтовый поселок
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	слабо расчлененная равнина, осложненная холмами, грядами, балками
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Вода подвозится из п.Жантерек
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	1 водозаборная скважина
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	-40°С-+44°С
7	Количество осадков	100 мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Восточное, северо-восточное, до 20 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	10-40см, неравномерно
10	Геокриологические условия	Мерзлые породы отсутствуют
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Ноябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	сайгаки, волки, лисы, грызуны, пресмыкающиеся и насекомые
13	Населенные пункты и расстояния до них	Г.Атырау в 210 км на юго-запад, п.Макат в 80 км на юго-запад
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтяное хозяйство, животноводство
16	Наличие материально-технических баз	В г.Атырау
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	
18	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	автономные
19	Виды связи	Радио, спутниковая связь
20	Пути сообщения	Грунтовые дороги
21	Условия перевозки вахт	Автотранспорт
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Областной центр Атырау в 210 км на юго-запад

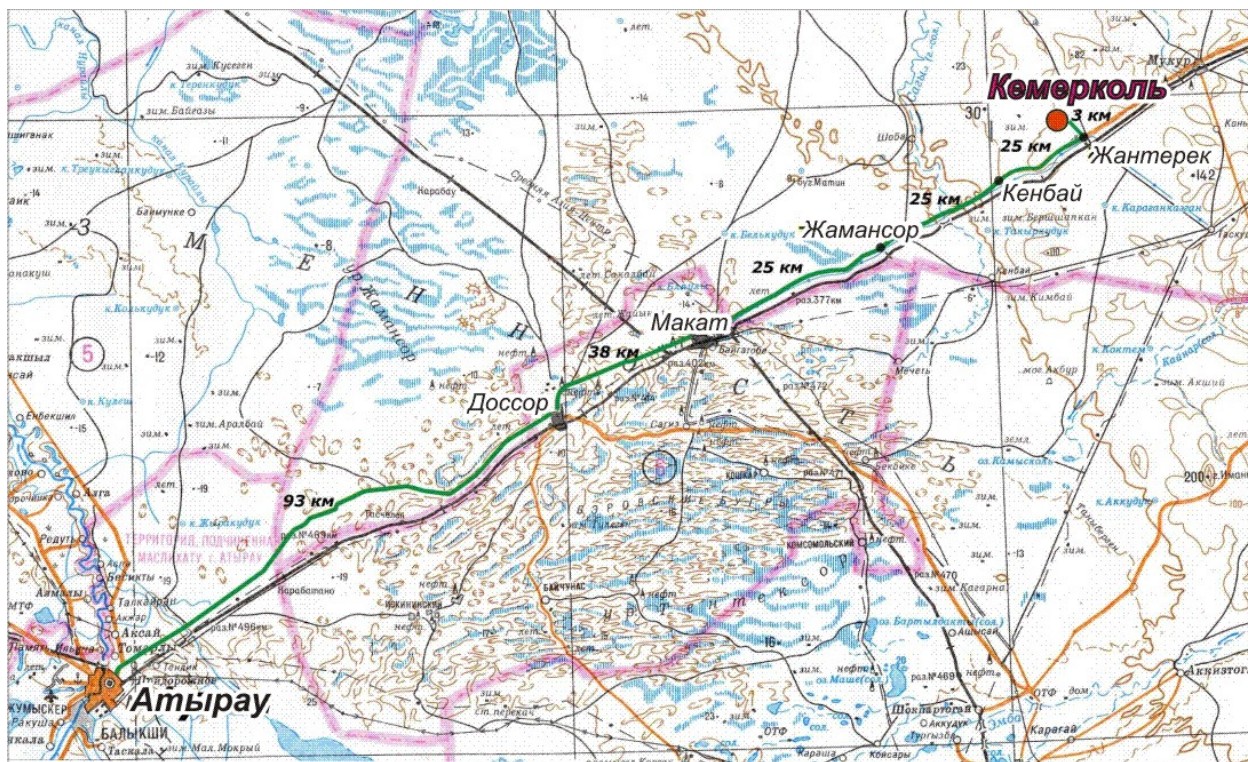


Рис.2.1. Обзорная карта

3. ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ УЧАСТКА НЕДР В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ

Настоящим проектом предусматривается проведение оценочного бурения на контрактной территории Кемерколь в объеме 6 оценочных скважин.

Все проектные скважины проектируются в пределах действующего геологического отвода на северо-западном крыле месторождения Кемерколь (рис.3.1).

На подкарнизном поднятии I в пределах северо-западного крыла закладывается бурение оценочной скважины 78 проектной глубиной 2500 м с целью оценки продуктивных залежей, установленных в отложениях подкарнизного триаса (участок 1 для оценки).

На этом же участке в надсолевых триасовых отложениях выделены новые ловушки по данным интерпретации данных МОГТ 3Д, с целью оценки перспектив нефтегазоносности настоящим проектом закладывается бурение 5 скважин R101, R102, R103, R104, R105, из них двенезависимые - R101, R102 и три скважины R103, R104, R105, зависимые от результатов бурения независимых скважин.

Границы участка оценки ограничены следующими угловыми точками:

№№угл.тчк	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°56'45"	54°07'29"
2	47°57'31"	54°07'27"
3	47°57'36"	54°07'40"
4	47°58'20"	54°07'30"
5	47°58'56"	54°08'36"
6	47°57'47"	54°10'10"
7	47°56'48"	54°10'13"

Площадь участка - 10,656 км².

Координаты угловых точек горного отвода участка №1

Номера угловых точек	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°56'49"	54°08'21"
2	47°58'16"	54°08'27"
3	47°58'47"	54°08'52"
4	47°59'05"	54°09'21"
5	47°58'30"	54°10'03"
6	47°57'47"	54°10'10"

Площадь участка №1 - 5,695 км².

Координаты угловых точек горного отвода участка №2

Номера угловых точек	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°55'55"	54°10'27"
2	47°56'48"	54°11'04"
3	47°56'53"	54°11'30"
4	47°56'27"	54°11'19"

5	47°56'10"	54°11'01"
6	47°55'47"	54°10'28"

Площадь участка №2 - 0,894 км².

Координаты угловых точек горного отвода участка №3

Номера угловых точек	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°58'06"	54°15'47"
2	47°58'45"	54°15'00"
3	47°58'59"	54°15'20"
4	47°58'20"	54°15'53"

Площадь участка №3 - 0,684 км².

С учетом границ участка, выделенного для оценки, и 3 участков горного отвода, недропользователь планирует вернуть государству часть контрактной территории Кемерколь, где не будут проводиться геологоразведочные работы, в объеме 51,179 кв.км, что составляет 88,7% от контрактной территории.

Границы возвращаемой территории ограничены следующими угловыми точками:

№№угл.т.чк	Географические координаты угл.т.чк	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°55'53"	54°07'40"
2	47°56'45"	54°07'29"
3	47°56'48"	54°10'13"
4	47°57'47"	54°10'10"
5	47°58'30"	54°10'03"
6	47°59'05"	54°09'21"
7	47°58'47"	54°08'52"
8	47°58'56"	54°08'36"
9	47°59'35"	54°10'00"
10	47°58'40"	54°10'00"
11	48°00'52"	54°14'37"
12	47°58'43"	54°17'13"
13	47°55'22"	54°10'24"
14	47°55'55"	54°10'27"
15	47°56'48"	54°11'04"
16	47°56'53"	54°11'30"
17	47°56'27"	54°11'19"
18	47°56'10"	54°11'01"
19	47°55'47"	54°10'28"
20	47°58'06"	54°15'47"
21	47°58'45"	54°15'00"
22	47°58'59"	54°15'20"
23	47°58'20"	54°15'53"

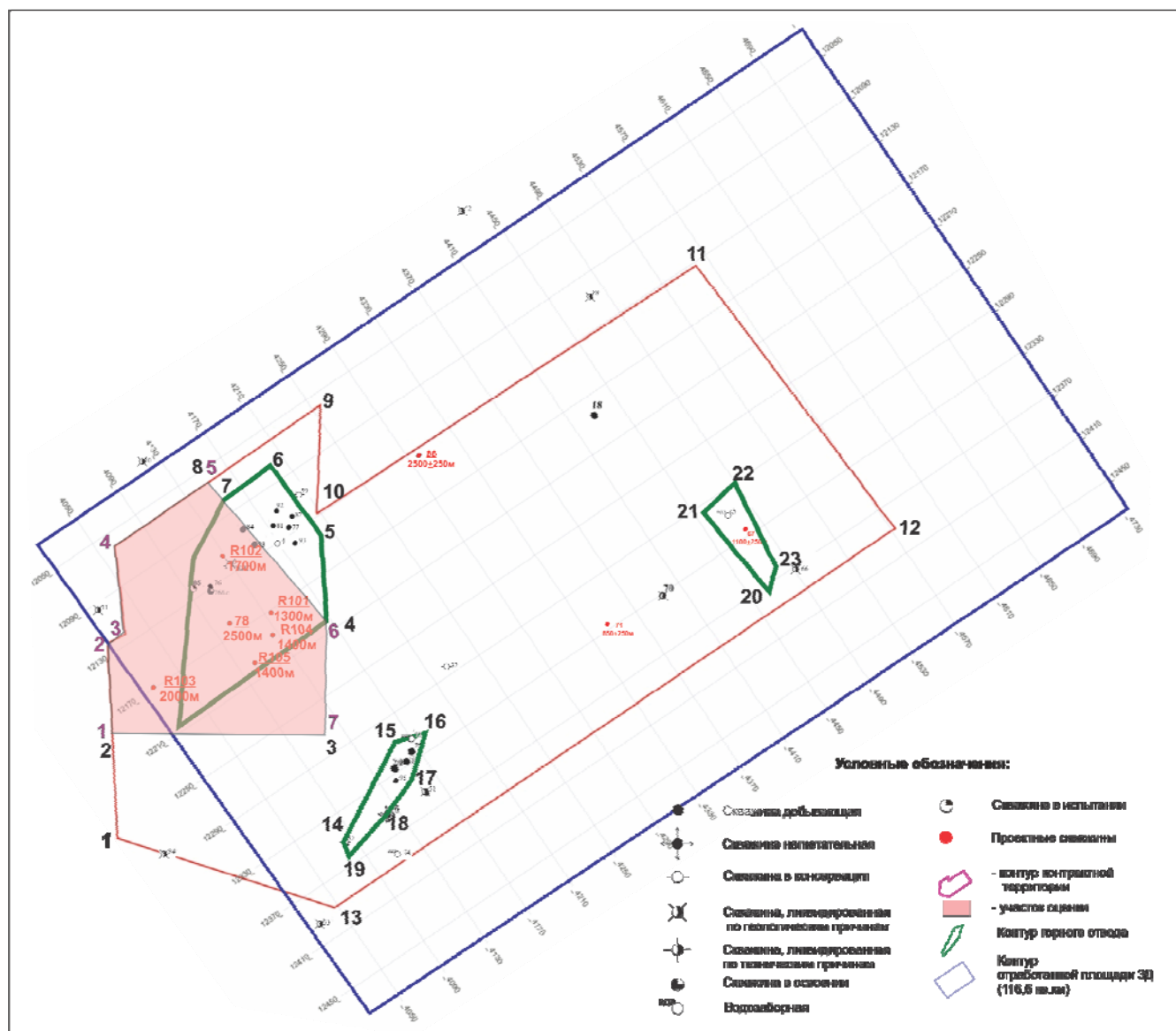


Рис.3.1 - Кемерколь. Схема расположения участка оценки

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Непосредственно на территории месторождения Кемерколь глубоким бурением вскрыт осадочный разрез от кунгурских до четвертичных отложений включительно (таблица 4.1). Возрастное расчленение разреза произведено на основании литолого-минералогического (скв. 1, 2, 3, 4), палинологического (скв. 2, 3, 4, 7, 8), микрофаунистического (скв.4, 8) анализов, а также по материалам ГИС.

Пермская система — Р

Пермские отложения представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел — Р₁, кунгурский ярус – Р_{1к}

Отложения кунгурского яруса представлены мощной толщей каменной соли, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования, выделяемые как гипсово-ангидритовая толща с толщей известняка под названием кепрок, сложенной гипсами, ангидритами, песчаниками, глинами, конгломератами.

Вскрытая толщина кунгурского яруса от 12 м (скв.81) до 107 м (скв.77).

Триасовая система - Т

В пределах контрактной территории триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми и представлены осадками только ее среднего отдела.

Средний отдел – Т₂

Отложения среднего триаса сложены преимущественно песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески темно-коричневые, светло-зеленые, серые, мелко-среднезернистые, местами алевроитистые, слюдистые, кварцевые, слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые, светло-серые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, крепкие, местами рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины пестроцветные, светло-, тёмно-зеленые, красновато-коричневые, буровато-коричневые, плотные, не известковистые, слюдистые, аргиллитоподобные, алевроитистые, местами песчаные.

Микрофаунистически отложения среднего триаса характеризуются фораминиферами в скважинах 72, 73, 75. Встречены фораминиферы: *Psammospaera bulla* Voronov, *Rhabdammina cylindrica* Glaessner, *Bathysiphon nodosariaformis* Subbotina, *Astrorhizoides* aff. *cornutus* (Brady), *Bathysiphon* sp., *Saccammina arctica* Gerke, *Saccammina* aff. *ampulacea* Schleifer, *Saccammina* cf. *tymjatiensis* Schleifer, *Saccammina* sp., *Hyperammina*

Таблица 4.1.1 - Стратиграфические отбивки скважин месторождения Кемерколь (подошва)

Эра	Система	Отдел	Индекс	№№ скважин	2	4	9	9БИС	10	11	18	20	32	34	45	51	52	53	59	62	66
Кайнозойская KZ	неоген-четвертичная		N-Q	Альtitуда ротора, м	39.0	71.5	52.5	52.0	41.0	48.5	67.0	73.3	75.5	60.0	69.5	70.0	69.5	60.0	58.5	55.7	62.0
				Забой, м	1450	1305	1650	1420	2000	1705	1000	1350	1170	1450	1425	1310	1300	1346	1400	1026.6	1100
				Отметка по каротажу, м	20	20.0	14.0	н/к	20.0	20.0	н/к	20.0	15.0	15.0	н/к	10.0	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к
				Абсолютная отметка, м	19.0	51.5	38.5	-	21.0	28.5	-	53.3	60.5	45.0	-	60.0	-	-	-	-	-
Мезозойская-MZ	Меловая	верхний	K ₂	Толщина, м	20.0	20.0	14.0	-	20.0	20.0	-	20.0	15.0	15.0	-	10.0	-	-	-	-	-
				Отметка по каротажу, м	136.0	75.0	66.0	-	110.0	62.0	-	53.5	61.0	56.0	50.0	54.0	-	52.5	66.5	-	-
				Абсолютная отметка, м	-97.0	-3.5	-13.5	-	-69.0	-13.5	-	19.8	14.5	4.0	19.5	16.0	-	7.5	-8.0	-	-
		нижний	альб-ский- K _{1al}	Толщина, м	116.0	55.0	52.0	-	90.0	42.0	-	33.5	46.0	41.0	-	44.0	-	-	-	-	-
				Отметка по каротажу, м	353.0	293.0	292.0	-	331.0	307.0	-	337.0	164.0	270.0	313.0	306.0	361.0	330.0	277.5	-	110.0
				Абсолютная отметка, м	-314.0	-221.5	-239.5	-	-290.0	-258.5	-	-263.7	-88.5	-210.0	-243.5	-236.0	-291.5	-270.0	-219.0	-	-48.0
			аптский- K _{1a}	Толщина, м	217.0	218.0	226.0	-	221.0	245.0	-	283.5	103.0	214.0	263.0	252.0	-	277.5	211.0	-	-
				Отметка по каротажу, м	428.0	370.0	382.0	381.0	435.0	411.0	-	390.0	235.0	345.0	370.0	378.0	423.0	411.0	341.5	-	184.0
				Абсолютная отметка, м	-389.0	-298.5	-329.5	-329.0	-394.0	-362.5	-	-316.7	-159.5	-285.0	-300.5	-308.0	-353.5	-351.0	-283.0	-	-122.0
			барем-ский- K _{1br}	Толщина, м	75.0	77.0	90.0	-	104.0	104.0	-	53.0	71.0	75.0	57.0	72.0	62.0	81.0	64.0	-	74.0
				Отметка по каротажу, м	591.0	546.0	538.0	538.0	574.0	547.0	276.0	551.5	400.0	490.0	526.0	474.0	584.0	553.0	520.0	298.0	360.0
				Абсолютная отметка, м	-552.0	-474.5	-485.5	-486.0	-533.0	-498.5	-209.0	-478.2	-324.5	-430.0	-456.5	-404.0	-514.5	-493.0	-461.5	-242.3	-298.0
		готерив-ский- K _{1g}	K _{1g}	Толщина, м	163.0	176.0	156.0	157.0	139.0	136.0	-	161.5	165.0	145.0	156.0	96.0	161.0	142.0	178.5	-	176.0
				Отметка по каротажу, м	662.0	614.0	609.0	610.0	640.0	614.0	331.6	620.0	469.0	562.0	594.0	542.0	658.0	622.0	595.0	367.0	426.5
				Абсолютная отметка, м	-623.0	-542.5	-556.5	-558.0	-599.0	-565.5	-264.6	-546.7	-393.5	-502.0	-524.5	-472.0	-588.5	-562.0	-536.5	-311.3	-364.5
				Толщина, м	71.0	68.0	71.0	72.0	66.0	67.0	55.6	68.5	69.0	72.0	68.0	68.0	74.0	69.0	75.0	69.0	66.5
Мезозойская-MZ	Юрская	верхний	J ₃	Отметка по каротажу, м	706.0	656.0	649.0	649.0	684.0	650.0	371.1	647.0	504.0	595.0	619.0	582.0	687.0	655.0	638.0	406.5	464.0
				Абсолютная отметка, м	-667.0	-584.5	-596.5	-597.0	-643.0	-601.5	-304.1	-573.7	-428.5	-535.0	-549.5	-512.0	-617.5	-595.0	-579.5	-350.8	-402.0
				Толщина, м	44.0	42.0	40.0	39.0	44.0	36.0	39.5	27.0	35.0	33.0	25.0	40.0	29.0	33.0	43.0	39.5	37.5
		средний	J ₂	Отметка по каротажу, м	1062.0	992.0	983.0	980.0	1014.0	984.0	570.9	1066.0	858.0	1047.0	991.5	930.0	1093.0	938.0	970.5	670.0	730.0
				Абсолютная отметка, м	-1023.0	-920.5	-930.5	-928.0	-973.0	-935.5	-503.9	-992.7	-782.5	-987.0	-922.0	-860.0	-1023.5	-878.0	-912.0	-614.3	-668.0
				Толщина, м	356.0	336.0	334.0	331.0	330.0	334.0	199.8	419.0	354.0	452.0	372.5	348.0	406.0	283.0	332.5	263.5	266.0
		нижний	J ₁	Отметка по каротажу, м	1150.0	1053.0	1041.0	1039.0	1071.0	1040.0	638.1	1111.0	915.0	1104.0	1044.0	1009.0	1138.0	985.0	1040.0	740.0	792.0
				Абсолютная отметка, м	-1111.0	-981.5	-988.5	-987.0	-1030.0	-991.5	-571.1	-1037.7	-839.5	-1044.0	-974.5	-939.0	-1068.5	-925.0	-981.5	-684.3	-730.0
				Толщина, м	88.0	61.0	58.0	59.0	57.0	56.0	67.2	45.0	57.0	57.0	52.5	79.0	45.0	47.0	69.5	70.0	62.0
	Триасовая	средний	T ₂	Отметка по каротажу, м	1348.0	1251.0	1589.0	1420.0	2000.0	1705.0	970.0	1350.0	1122.0	1450.0	1348.0	1254.0	1300.0	1290.0	1308.0	972.5	1073.0
				Абсолютная отметка, м	-1309.0	-1179.5	-1536.5	-1368.0	-1959.0	-1656.5	-903.0	-1276.7	-1046.5	-1390.0	-1278.5	-1184.0	-1230.5	-1230.0	-1249.5	-916.8	-1011.0
				Толщина, м	198.0	198.0	548.0	381.0	929.0	665.0	331.9	239.0	207.0	346.0	304.0	245.0	162.0	305.0	268.0	232.5	281.0
Палеозойская-PZ	Пермская	Нижняя	кунгур-ский- P _{1k}	Отметка по каротажу, м	1450.0	1305.0	1650.0				1000.0		1170.0		1425.0	1310.0		1346.0	1400.0	1026.6	1100.0
				Абсолютная отметка, м	-1411.0	-1233.5	-1597.5				-933.0		-1094.5		-1355.5	-1240.0		-1286.0	-1341.5	-970.9	-1038.0
				Толщина, м	102*	54*	61*				30*		48*		77*	56*		56*	92*	54*	27*

продолжение табл.4.1.1

Эра	Система	Отдел	Индекс	№№ скважин	70	72	73	74	75	76	76Б	77	81	82	83	84	85	92	93	95
				Альтитуда ротора, м	61.9	75.0	75.0	76.0	76.5	57.2	57.2	64.46	60.98	61.57	60.55	53.8	59.1	58.84	70.85	75.23
				Забой,м	763	1279	1250	1245	1250	1700	1675	1368	1300	1299	1320	1540	2400	1250	1250	1252
Кайнозойская КЗ	неоген-четвертичная	верхний	N-Q	Отметка по каротажу,м	н/к	10.0	н/к	10.0	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к
				Абсолютная отметка,м	-	65.0	-	66.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Толщина,м	-	10.0	-	10.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			K ₂	Отметка по каротажу,м	-	55.0	-	56.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Абсолютная отметка,м	-	20.0	-	20.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Толщина,м	-	45.0	-	46.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Отметка по каротажу,м	-	280.0	-	226.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Абсолютная отметка,м	-	-205.0	-	-150.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Толщина,м	-	225.0	-	170.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		нижний	альб-ский- K _{1al}	Отметка по каротажу,м	-	396.0	404.0	297.0	399.5	400.0	-	405.0	400.0	401.0	404.0	400.0	-	401.0	398.5	398.8
				Абсолютная отметка,м	-	-321.0	-329.0	-221.0	-323.0	-342.8	-	-340.5	-339.0	-339.4	-343.5	-346.2	-	-342.2	-327.7	-323.6
				Толщина,м	-	116.0	-	71.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			аптский- K _{1a}	Отметка по каротажу,м	-	523.0	533.0	468.0	518.0	532.0	-	532.0	537.0	530.0	539.5	540.0	540	538.0	539.0	548.0
				Абсолютная отметка,м	-	-448.0	-458.0	-392.0	-441.5	-474.8	-	-467.5	-476.0	-468.4	-479.0	-486.2	-480.9	-479.2	-468.2	-472.8
				Толщина,м	-	127.0	129.0	171.0	118.5	132.0	-	127.0	137.0	129.0	135.5	140.0	540	137.0	140.5	149.2
			баррем-ский- K _{1br}	Отметка по каротажу,м	-	592.0	603.0	538.0	588.0	602.0	-	603.0	608.0	599.0	610.0	610.0	606	605.9	599.3	607.2
				Абсолютная отметка,м	-	-517.0	-528.0	-462.0	-511.5	-544.8	-	-538.5	-547.0	-537.4	-549.5	-556.2	-546.9	-547.1	-528.5	-532.0
				Толщина,м	-	69.0	70.0	70.0	70.0	70.0	-	71.0	71.0	69.0	70.5	70.0	66.0	67.9	60.3	59.2
			готерив-ский- K _{1g}	Отметка по каротажу,м	-	625.0	639.5	574.0	624.0	636.0	-	644.0	650.0	642.0	651.5	652.0	640	649.0	640.0	632.0
				Абсолютная отметка,м	-	-550.0	-564.5	-498.0	-547.5	-578.8	-	-579.5	-589.0	-580.4	-591.0	-598.2	-580.9	-590.2	-569.2	-556.8
				Толщина,м	-	33.0	36.5	36.0	36.0	34.0	-	41.0	42.0	43.0	41.5	42.0	34.0	43.1	40.7	24.8
Мезозойская-MZ	Меловая	верхний	J ₃	Отметка по каротажу,м	468.0	1025.0	1043.5	869.0	1048.0	980.0	-	970.0	979.0	966.5	972.0	976.0	968	974.0	999.0	1032.0
				Абсолютная отметка,м	-406.1	-950.0	-968.5	-793.0	-971.5	-922.8	-	-905.5	-918.0	-904.9	-911.5	-922.2	-908.9	-915.2	-928.2	-956.8
				Толщина,м	-	400.0	404.0	295.0	424.0	344.0	-	326.0	329.0	324.5	320.5	324.0	328.0	325.0	359.0	400.0
		средний	J ₂	Отметка по каротажу,м	550.0	1070.0	1088.0	913.0	1092.0	1040.0	-	1038.0	1050.0	1048.0	1052.0	1053.0	1038	1040.9	1062.9	1085.7
				Абсолютная отметка,м	-488.1	-995.0	-1013.0	-837.0	-1015.5	-982.8	-	-973.5	-989.0	-986.4	-991.5	-999.2	-978.9	-982.1	-992.1	-1010.5
				Толщина,м	82.0	45.0	44.5	44.0	44.0	60.0	-	68.0	71.0	81.5	80.0	77.0	70.0	66.9	63.9	53.7
		нижний	J ₁	Отметка по каротажу,м	751.0	1279.0	1250.0	1227.0	1250.0	1667.0	1666.8	1261.0	1288.0	1278.0	1289.0	1498.0	1765	1250.0	1250.0	1252.0
				Абсолютная отметка,м	-689.1	-1204.0	-1175.0	-1151.0	-1173.5	-1609.8	-1608.9	-1196.5	-1227.0	-1216.4	-1228.5	-247.0	-258.0	-258.1	-295.1	-346.3
				Толщина,м	201.0	209.0	162.0	314.0	158.0	627.0	-	223.0	238.0	230.0	237.0	445.0	727.0	209.1	187.1	166.3
Палеозойская-PZ	Пермская	средний	T ₂	Отметка по каротажу,м	763.0			1245.0		1700.0	1675.0	1368.0	1300.0	1299.0	1320.0	1540.0	2088			
				Абсолютная отметка,м	-701.1			-1169.0		-1642.8		-1303.5	-1239.0	-1237.4	-1259.5	-1486.2	657.0			
				Толщина,м	12*			18*		33*		107*	12*	21*	31*	42*	323.0			
		Пермоярская	PT	Отметка по каротажу,м													2400			
				Абсолютная отметка,м													-2340.9			
				Толщина,м													312*			

Примечание: н/к - нет каротажа; * - вскрытая толщина; Б - боковой ствол

perelegans Kotschetkova, *Hyperammina proneptis* Schleifer, *Hyperammina* cf. *neglecta* Gerke et Sossipatrova, *Hyperammina* sp., *Reophax* sp., *Hyperamminoides* aff. *elegans* Cushman et Waters, *Rhizammina indivisa* Brady, *Haplophragmoides* sp., *Trochammina* sp., *Ammobaculites* sp., *Ammodiscus* aff. *varians* Kaptarenko, *Psammosphaera fusca* Schulze, *Saccammina parwula* Gerke, *Thurammina* aff. *Papillata* Brady, *Thurammina* sp., *Reophax* sp., *Rhabdammina* sp.

Толщина среднетриасовых отложений изменяется от 54 м (скв.62) до 929 м (скв.10). К отложениям приурочены продуктивные горизонты Т₂-I (пласты А, В), Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V. Пласт Б горизонта Т₂-I водоносный. В толще среднетриасовых отложений выделены 9 отражающих горизонтов.

Мезозойская группа - MZ

Юрская система - J

Юрская система представлена всеми тремя отделами.

Нижний отдел – J₁

Отложения нижней юры сложены песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески светло-зеленые, зеленые, серые, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, крепкие, глинистые, рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины светло-, темно-зеленые, пестроцветные, бурые, коричневые, плотные, аргиллитоподобные, известковистые, слабослюдистые, алевролитистые с прослоями песка.

Толщина отложений нижней юры – 44,5 м (скв.73) – 88 м (скв.2). К подошве нижнеюрских отложений приурочен отражающий горизонт V.

Средний отдел – J₂

В нижней части разреза отложений средней юры залегают глины буровато-серые, темно-серые, серые, зеленовато-серые, плотные, алевролитистые, песчанистые, слабопесчанистые, слюдистые, известковистые, с включением мелких обугленных растительных остатков. Выше по разрезу глины чередуются с прослоями серых крепких, среднезернистых песчаников и среднезернистых кварцевых песков той же окраски. Ближе к верхам толщи появляются прослои (10-15 см) темно-бурых углей. Заканчивается разрез пачкой мелкозернистых песков и алевролитов.

Микрофаунистически отложения средней юры характеризуются фораминиферами в скважине 66. Встречено небольшое количество песчаных фораминифер: *Psammosphaera fusca* Schulze, *Hyperammina odiosa* Gerke et Sossipatrova, *Hyperammina* aff. *neglecta* Gerke et Sossipatrova, *Hyperamminoides* sp., *Reophax* sp., *Haplophragmoides* sp., *Saccammina ampullacea*

Schleifer, *Saccamina sphaerica* M. Sars, *Saccamina* sp., *Hyperamina* sp.

В скважине 66 также определен спорово-пыльцевой комплекс. В споровой части спектра определены следующие споры: *Leiotriletes*, *Cyathidites*, *Osmundacidites* с видами *Osmundacidites* sp., *O. jurassicus* (Kara-Murza) Kuzitschkina, *Osmundacidites kugartensis* Kuzitschkina, *O. wellamanii* Couper, *O. bulbosa* (Mal.) Bolch., *Converrucosisporites* sp., *Duplexisporites anagramensis* (Kara-Murza) Semenova, *Neoraistrickia* sp.

В пыльцевой части спектра многочисленна пыльца рода: безмешковой пыльце типа *Jnaperturopollenites-Araucariacites-Cupressacites*, *Jnaperturopollenites dubius* (Potonie et Venitt) Thomson et Pflug., *Perinopollenites elatoides* Couper, *Jnaperturopollenites magnus* (Potonie) Thomson et Pflug, *Psophosphaera* sp., *Araucariacites* sp., *A. australis* Cookson, *A. limbatus* (Balme) Habib, двухмешковых хвойных *Disaccites* gen. sp. и *Pinaceae* (*Pinuspollenites* sp., *Piceapollenites* sp. *P. variabiliformis* (Bolchovitina) Petrosjanz, *Podocarpidites* sp., *Podocarpidites proximus* (Bolch.) Petrosjanz).

Толщина среднеюрских отложений варьирует от 283 м (скв.53) до 457 м (скв.34). В толще среднеюрских отложений выделены отражающие горизонты J2, J2-2.

Верхний отдел - J₃

Отложения верхней юры представлены в нижней части зеленовато-серыми, серыми, плотными, песчанистыми, известковистыми глинами с прослоями желтых кварцевых песков, песчаников и мергелей с включением обломков раковин. В верхней части разреза отмечаются прослои серовато-белых песков и светло-серых, крепких известняков.

Микрофаунистически отложения верхнеюрские отложения характеризуются фораминиферами в скважине 62. Встречены единичные песчаные фораминиферы: *Astrorhizoides* aff. *cornutus* (Brady), *Psammospaera fusca* Schulze, *Saccamina ampulacea* Schleifer, *Thuramina* sp., *Reophax* sp., *Nubecularia* sp., *Saccamina* sp., *Rhizammina* sp., *Marsipella* sp., *Nauphragmoides* sp.

Толщина отложений верхней юры - от 25 м (скв.45) до 52 м (скв.2).

Меловая система – К

В строении района и месторождения участвуют нижний и верхний отделы меловой системы.

Нижний отдел – К₁

Нижнемеловые отложения представлены готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

Готеривский ярус – К_{1g}

В состав яруса включены пеллециподовая и песчано-глинистая свиты.

В основании пеллециподовой свиты залегает слой (0,2 м) лиловато-серых мергелей,

перекрытых серыми с зеленоватым оттенком плотными плитчато-слоистыми глинами. Выше глины сменяются пачкой тонкозернистых, зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых песков с прослоями песчаников и включениями глинистой гальки.

Песчано-глинистая свита представлена светло-серыми глинами с многочисленными прослоями буровато - серых мелкозернистых, косослоистых песков.

Толщина отложений яруса изменяется от 66 м (скв.10) до 75 м (скв.59). К подошве готеривского яруса приурочен отражающий горизонт III.

Барремский ярус – K_{1br}

К ярусу относится толща пестроцветных пород. В нижней части разреза они представлены косослоистыми, средне- и мелкозернистыми кварцевыми, желтовато-серыми, слабоуплотненными, слюдистыми песками. Выше по разрезу темно-серые, мелко-среднезернистые, слабоуплотненные, кварцево-полевошпатовые, слюдистые пески сменяются пестроцветными, плотными, известковистыми глинами, голубовато-зелеными, глинистыми, слабослюдистыми алевролитами и темно-серыми, мелко-, среднезернистыми, крепкими песчаниками.

Толщина отложений барремского яруса - 96 м (скв.51) - 178,5 м (скв.59).

Аптский ярус – K_{1a}

В основании аптского яруса прослеживается горизонт галечника с крупной галькой и полуокатанными обломками метаморфических и изверженных пород. Выше залегают буровато-серые, буровато-зеленые и коричневые, тонкозернистые, глинистые пески с прослоями темно-серых, черных, плотных, известковистых глин с включением мелких обуглившихся растительных остатков. На толще песков залегают темно-серые и черные глины с присыпками алевроитов, известняка и известковистого, серого, мелкозернистого песчаника.

Толщина отложений аптского яруса - 53 м (скв.20) – 116 м (скв.72).

Альбский ярус – K_{1al}

Отложения альбского яруса представлены глинами, песками, алевролитами, песчаниками.

Глины темно-серые, плотные, слабопесчаные, слюдистые, известковистые, с включениями мелких обуглившихся растительных остатков. В основании глин повсеместно наблюдаются прослои зеленовато-серого, глауконитового песка со стяжениями фосфоритов и с аммонитами плохой сохранности.

Пески мелко-, среднезернистые, кварцево-палевошпатовые, рыхлые, слюдистые. В основании песков прослеживается буровато-серый конгломерат, состоящий из кварцевой и глинистой гальки, местами переходящей в грубозернистый песчаник или гравелит, цементом

выступают гидроокислы железа.

Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком, палевошпатовые, на карбонатном цементе, крепкие, слюдистые.

Песчаники зеленовато-серые, серые, мелко-, среднезернистые, крепкие на карбонатном цементе с включениями и отпечатками обуглившихся растительных остатков.

Толщина отложений альбского яруса варьирует от 103 м (скв.32) до 283,5 м (скв.20).

Верхний отдел – К₂

Литологически отложения верхнего мела представлены глинистыми мергелями, зеленовато-серыми, с прослоями зеленых глин, с включениями серовато-белого, плотного мела. Глины с прослоями песков, алевролитов и песчаников.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 33,5 м (скв.20) до 116м (скв.2).

Кайнозойская группа - KZ

Неоген-четвертичная система – N- Q

Литологически она представлена глинами серыми, серовато-зелеными местами известковистыми, загипсованными, песчанистыми, суглинками и супесями грязно-серыми, темно-бурыми, плотными с включениями щебенки и гравия. Толщина отложений - от 10 м до 20 м.

4.2. Тектоника

Контрактная территория Кемерколь находится в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий, где отметки поверхности фундамента здесь увеличиваются с северо-востока от глубин -9.0 км до -10.0 км (граф.прил.2).

Поверхность подсолевых отложений (сейсмический отражающий горизонт П1) в пределах контрактной территории залегает на глубинах от 5,9 км до 7,4 км.

Подсолевой комплекс представлен отложениями нижней перми и более древними - каменноугольными и девонскими. В связи с большой глубиной залегания подсолевых отложений на территории месторождения Кемерколь нефтепоисковые работы на этот комплекс по настоящее время не проводятся.

Переобработка и переинтерпретация с согласия Компетентного органа новой сейсмики МОГТ-3Д (рис.4.2.2), отработанной АО «Эмбауйнагаз» с кратностью 500 с частичным охватом участка ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» (северная часть) выполнена в ТОО «RES» с целью оценки масштаба открытой подкарнизной залежи в пермотрисовом комплексе (скв. 85) и уточнения местоположения запроектированных скважин 78 и 86 на подкарнизные объекты по новым данным.

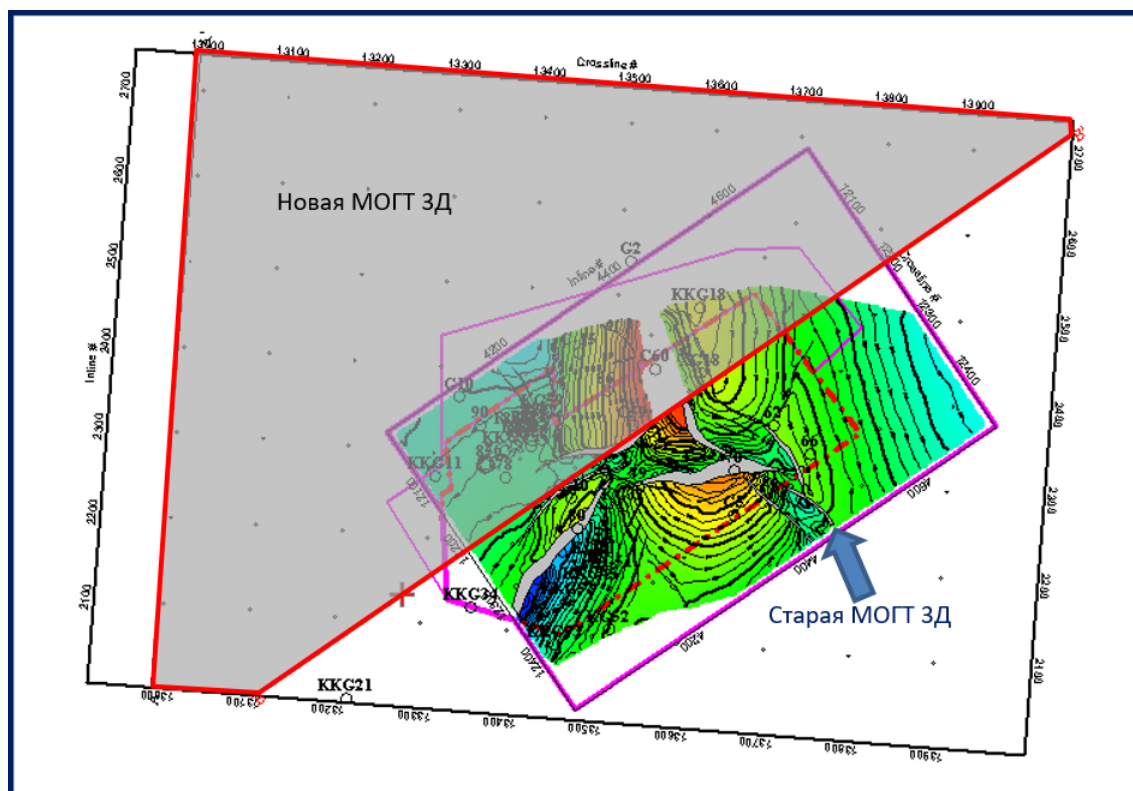


Рис.4.2.2. Схема обработанных площадей 3Д

Полученные результаты интерпретации переобработанных данных по подкарнизным пермотриасовым отложениям показывают, что Западная залежь контролируется брахиформной, вытянутой в субмеридиональном направлении, структурой с положением свода на отметке -2030м, где пробурена скв. 85 (рис.4.2.3). Размеры структуры 1,4 x 5,6 км с ее расширением в южной части. Более круто погружается западное крыло, в то время как восточное погружается несколько более полого. Амплитуда структуры по замкнутой отметке -2400 м составляет 370 м, в то время как общая высота структуры, запечатанной в соли, превышает 2000 м.

Как показывают результаты бурения скв. 85, она вскрыла в подкарнизной части 400 м толщу терригенных отложений, сложенную только в верхней части (85 м) песчанистой толщей с наличием коллекторов и подчиненными прослоями глин, в то время как остальная нижняя часть сложена в основном глинами с очень редкими тонкими прослойками малопористых песчаников (алевролитов). Песчаники, слагающие пласты-коллекторы представлены во всей видимости мелкозернистыми до тонкозернистыми разностей с высоким содержанием тонкой пеллитовой составляющей (алевролиты?).

В пределах контрактной территории поверхность соли в сводовой части соляного ядра Кемерколь вскрыта бурением в 19 глубоких скважинах на абсолютных отметках от -701,1 м (скв.70) до -1642,6 м (скв.76). Ряд скважин, пробуренных на некотором удалении от

свода купола, остановлены бурением в триасовых отложениях на глубинах от 1300 до 2000 м.

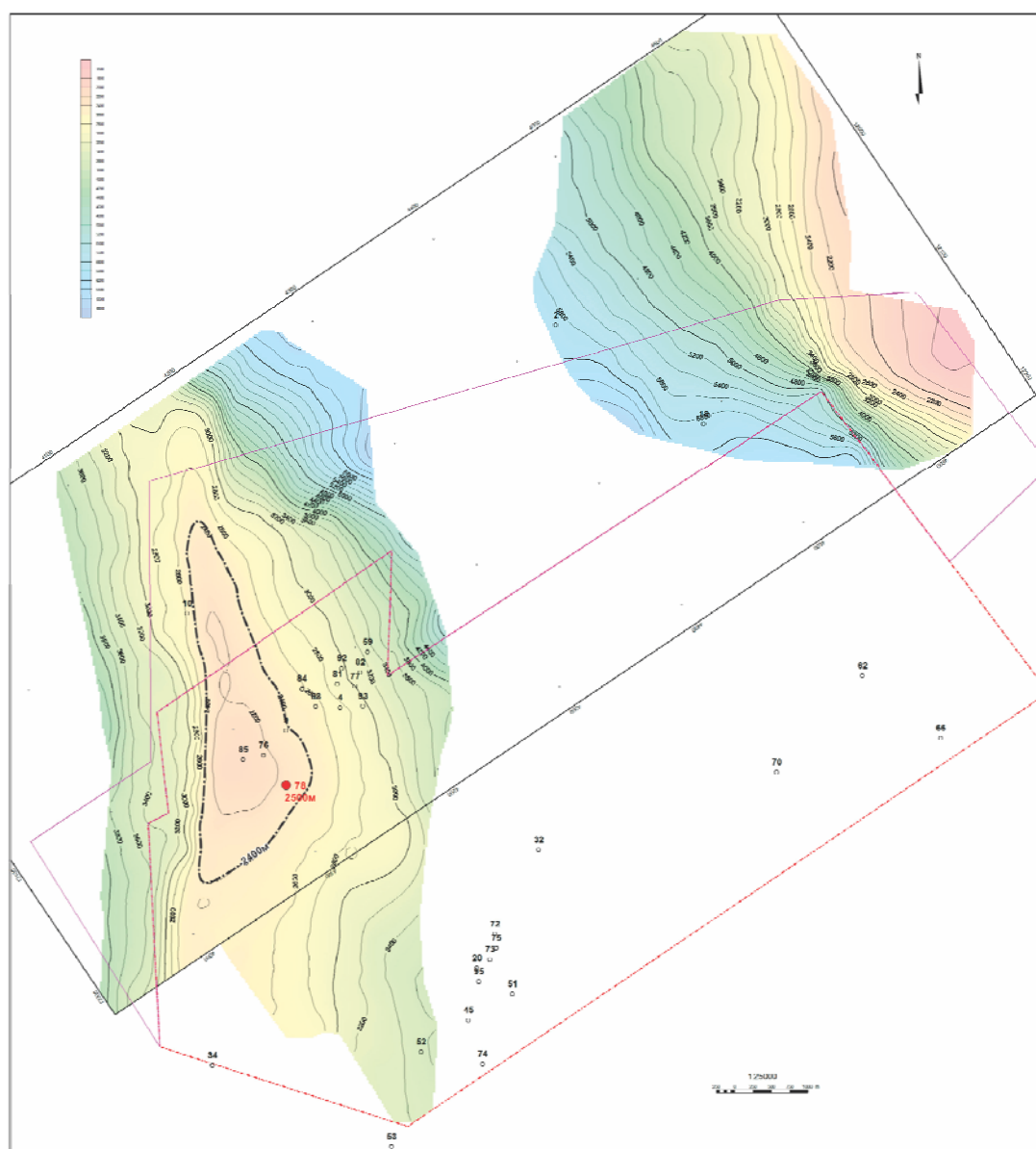


Рис.4.2.3. Структурная карта по отражающему горизонту VI-1 (кровля подкарнизных терригенных отложений)

Месторождения аналогами являются Новобогатинск Западный, Новобогатинск Юго-Восточный, Доссор Юго-Западный, где залежи нефти и газа залегают под соляными карнизами.

Отражающий горизонт VI, характеризующий поверхность кунгурской соли, представляет собой обширное поднятие, осложненное двумя сводами - с различными углами падения крыльев (рис.4.2.4). В пределах контрактной территории поверхность соли в сводовой части соляного ядра Кемерколь вскрыта бурением в 9 глубоких скважинах на абсолютных отметках от -913 м до -1650 м (скв. 85). Ряд скважин, пробуренных на

некотором удалении от свода купола, остановлены бурением в триасовых отложениях на глубинах от 1300 до 2000 м.

Свод наиболее приподнятого купола соли залегает на абсолютной отметке минус 450м, а второго купола на минус 600м. Размеры сводов по изогипсе -800 м и -900 м составляют 3,75 х 2,75 км и 3,25 х 1,87 км, высота сводов до 250 м. Северо-восточная опущенная часть структуры очень пологая, почти плоская. В периферийной восточной части отмечается мульдовая зона глубиной до -4800 м.

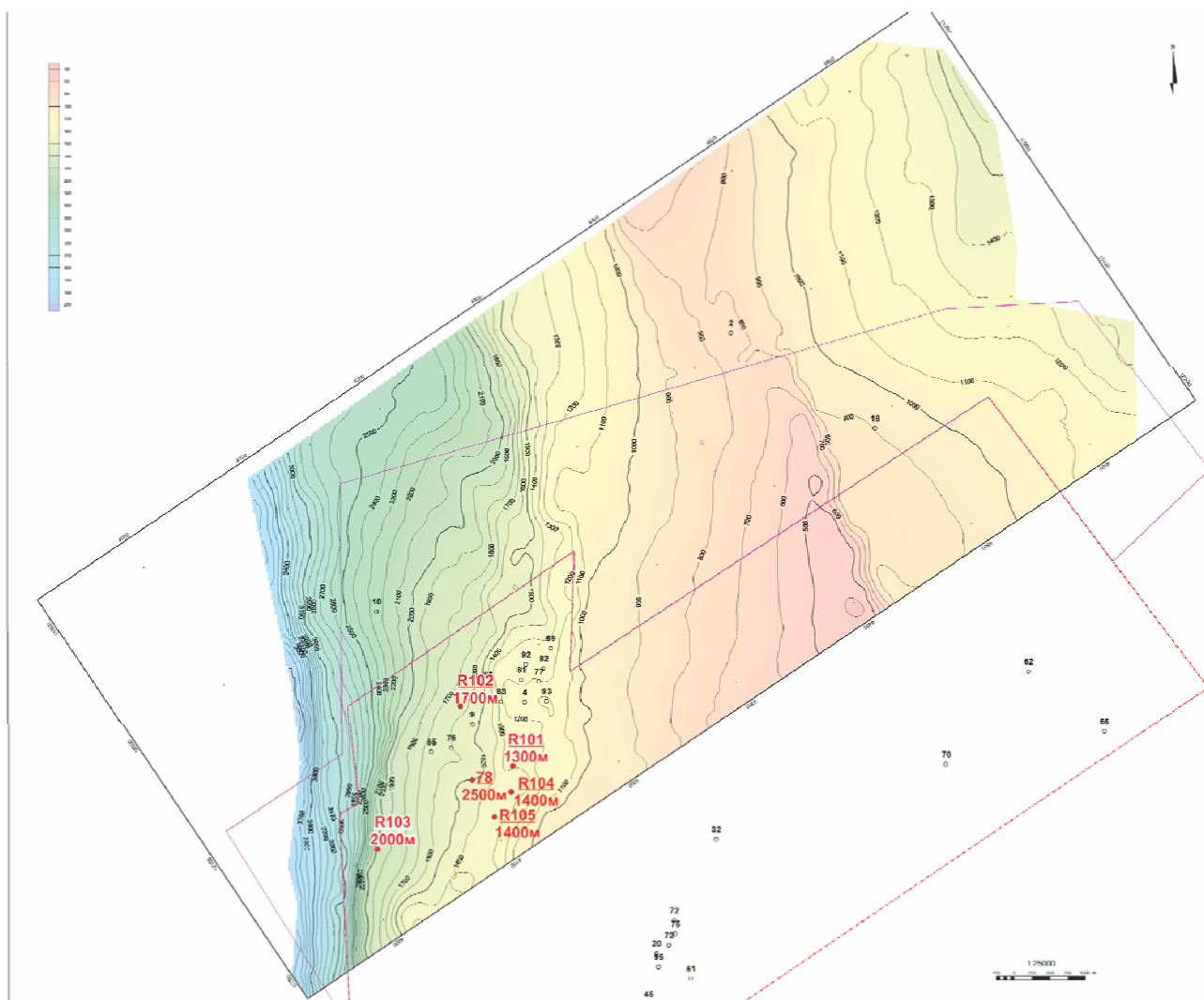


Рис.4.2.1. Структурная карта по поверхности соли (ОГ VI)

Солянокупольное поднятие Кемерколь по надсолевым отложениям осложнено надсводовым грабеном, разделяющим его на крылья и блоки по отложениям триаса, юры и мела. В толще среднетриасовых отложений выделены 9 сейсмических отражающих горизонтов (ТЗ-1, ТЗ, Т2-1, Т2-2, Т2-3, Т2-4, Т2-5, Т2-6, Т1), которые прослеживаются по контрактной территории спорадически.

По данным бурения и комплекса ГИС нефтенасыщенные коллектора установлены в отложениях среднего триаса в пределах северо-западного и юго-западного крыльев и в

отложениях верхней юры на юго-восточном крыле структуры Кемерколь.

К отложениям среднего триаса приурочены продуктивные горизонты Т₂-I (пласты А, В), Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V, к отложениям верхней юры приурочен продуктивный горизонт J₃-I.

Структура Кемерколь осложнена дизъюнктивной тектоникой, что обусловило четырехлучевое строение купола. Разнонаправленными тектоническими нарушениями выделяются четыре крыла (северо-западное, юго-западное, северо-восточное, юго-восточное), каждое из которых, в свою очередь, осложнено множеством мелких тектонических нарушений.

Северо-западное крыло, ограниченное с востока крупным разломом, приуроченным к борту соляного поднятия, наиболее поднятое, где пробурены скважины 4, 9, 9БИС, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84.

Юго-западное крыло образует полусвод на глубине 700 м. Крыло отделяется от северо-западного крыла узкой полосой грабена, внутри которого также образованы полуантиклинальные более мелкие структуры, примыкающие к разломам. На западной части крыла пробурены скважины 20, 45, 51, 52, 53, 72, 73, 74, 75.

Северо-восточное и юго-восточное опущенные крылья характеризуются более пологими углами склонов. Гипсометрические отметки V отражающего горизонта варьируют по всей площади от -250 м до -1100 м.

Структура по III отражающему горизонту практически повторяет в плане строение нижележащего отражающего горизонта (ОГ V) и также осложнена разнонаправленными тектоническими нарушениями (рис.4.2.3, 4.2.4).

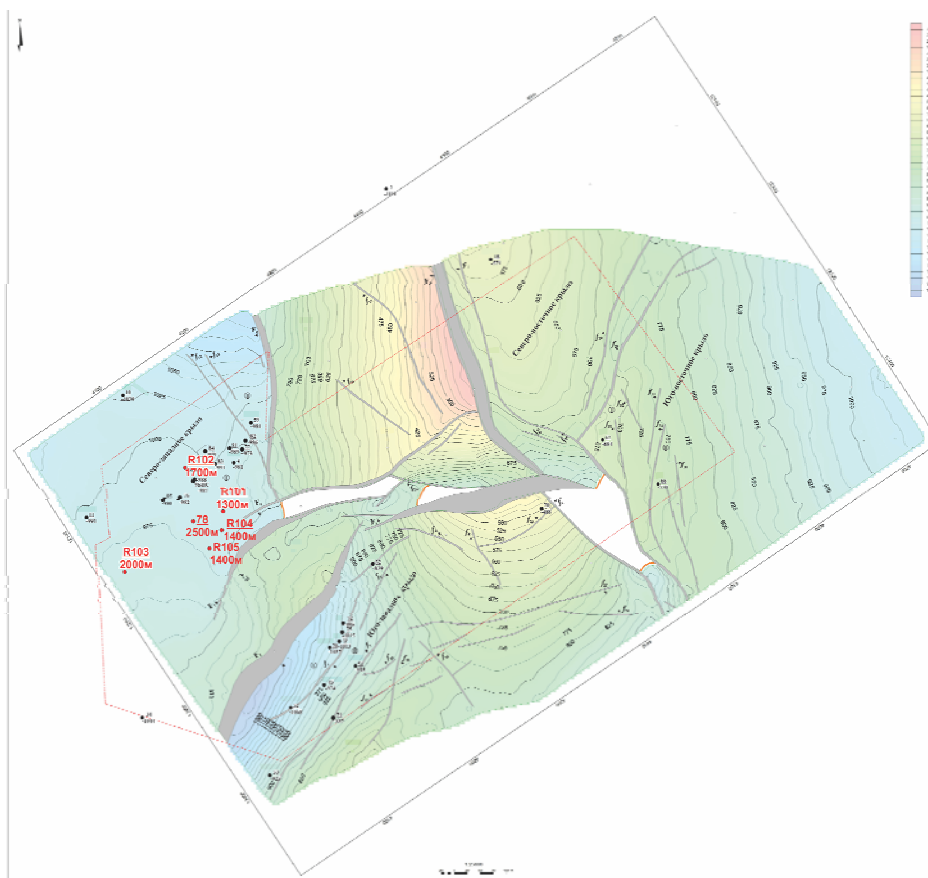


Рис.4.2.3. Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юрских отложений)

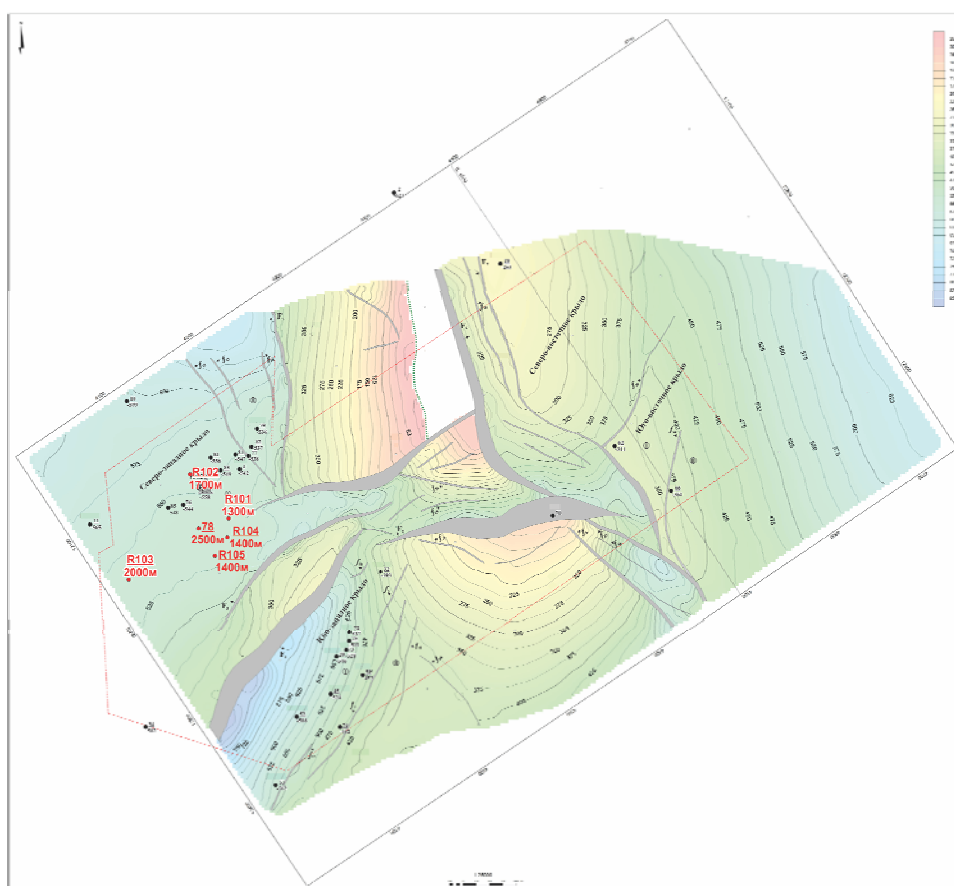


Рис.4.2.4. Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва меловых отложений)

4.3. Нефтегазоносность

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна, где также известен ряд месторождений углеводородов, таких как Кожа Южный, Жоламанов, Макат, Матин и др.

С 1989 г Центральной геолого-поисковой экспедицией ПГО «ГНГГ» на структуре Кемерколь было начато глубокое поисковое бурение.

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании триасовых отложений в 1991г, был получен приток нефти дебитом 94,8 м³/сут.

В 2006-2019 гг в пределах месторождения пробурены 19 скважин (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 85, 92, 93,95), из которых продуктивными оказались по данным ГИС и опробования 14 скважин (9БИС, 62, 73, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 85, 92, 93).

Нефтяные залежи установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в отложениях среднего триаса, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Горизонт J₃-I выделен впервые, по которому ранее запасы нефти не подсчитывались. Пласт Б горизонта T₂-I водоносный.

Коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены песками, песчаниками.

Месторождение по характеру геологического строения относится к сложным.

Залежи нефти пластово-сводовые, тектонически и литологически экранированные.

По результатам бурения и опробования скважины 85 в пределах северо-западного крыла в подкарнизных пермотриасовых отложениях выявлены залежи углеводородов.

Испытания скважины 85 проводились в сложных геологических условиях, что объяснялось аномальным пластовым давлением до 473 атм.

Были проведены испытания в двух объектах:

I объект (12.07-26.06.2019 г, интервал 2201,5-2212,5 м) – получены притоки газа, на 3,97мм штуцере Q_г=3818,8 м³/сут, на 5,56мм штуцере – Q_г= 3633,1 м³/сут, на 7,14мм штуцере – Q_г=3767 м³/сут.

II объект (27.09-14.10.2019 г, интервал 2109-2119, 2127-2140 м) – получены притоки газа, жидкости (бур.раствор и техническая вода), нефти, на 12мм штуцере Q_ж=1,0 м³/сут, Q_г=9582 м³/сут; на 5мм штуцере - Q_ж=2,3 м³/сут, Q_г=9840 м³/сут, на 9мм штуцере Q_ж=1,42 м³/сут, Q_г=9381 м³/сут.

Вскрытый в интервале глубин 2097,3-2101,1м пласт-коллектор, оцененный по данным ГИС как содержащий углеводороды с $K_{нг}=46.0\%$, с эффективной пористостью 15.0% не испытан из-за аварийного состояния скважины 85 в связи с появлением межколонных давлений, поэтому дальнейшее освоение скважины является проблематичным.

Характеристика продуктивных надсолевых триасовых горизонтов

Юго-восточное крыло

Горизонт J_3-I . По материалам ГИС в разрезе скважины 62 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, пробуренной в пределах блока I. При опробовании скважины 62 получен приток нефти с водой ($Q_n=0,4032\text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_v=1,613\text{ м}^3/\text{сут}$). Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта – 21 м, толщина нефтенасыщенного коллектора - 3,4 м.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 311,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 315,1 м, высота залежи равна 3,4 м. ВНК принят по данным ГИС на абсолютной отметке минус 315,1 м по разделу нефть-вода. Площадь залежи составляет 373 тыс. м^2 .

Северо-западное крыло

Горизонт T_2-I . Пласт А залегает в верхней части среднего триаса, нефтеносен в пределах блоков VI, IV. Блок IV бурением не освещен, оценка запасов проведена по аналогии с блоком VI. Залежи нефти пластовые, тектонически, стратиграфически экранированные.

Блок VI. В пределах блока пробурены скважины 4, 77, 81, 82. По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 4, 81, нефтеводонасыщенные – в разрезе скважины 82. В скважине 77 в инт.1060,4-1061,0м (0,6 м) (-995,6-996,6м) коллектор по материалам ГИС имеет неоднозначную характеристику, на уровне вмещающих пород. Из интервала 1060,32-1061,25 м был отобран керн, который представлен глинами с прослойками нефтенасыщенного песчаника. В связи с этим, выделенный коллектор в интервале 1060,4-1061,0 м (-995,6-996,6м) отнесен к нефти, без оценки нефтенасыщенности.

В скважине 4 в период разведки при опробовании получен был приток нефти дебитом до $94,8\text{ м}^3/\text{сут}$.

Общая толщина изменяется от 12,3 м (скв.81) до 25,9 м (скв.4), нефтенасыщенные толщины колеблются от 1,0 м (скв.77) до 7,3 м (скв.4). Абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 989,8м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1020,6 м (скв.4), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1018,9м (скв.82), высота залежи до 30,8 м. ВНК принят по

данным ГИС наклонным на абсолютных отметках минус 1020,6 м (скв.4) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1018,9 м (скв.82). Площадь залежи - 1650 тыс. м².

Горизонт Т₂-I. Пласт В. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 77, 81, 82, 83, 84, пробуренных в пределах блоков III, VI. Залежи нефти пластовые, тектонически экранированные.

Блок III. В пределах блока пробурены скважины 83 и 84.

Общая толщина пласта изменяется от 31,7 м (скв.84) до 38,7 м (скв.83), нефтенасыщенные коллекторы имеют толщину – от 5,2 м (скв.83) до 7,6 м (скв.84).

Продуктивность установлена при опробовании скважин 83, 84, где получены притоки нефти дебитами 12 м³/сут, 15,12 м³/сут соответственно.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1058,5 м по скв.83, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1073,1 м по скв.84, высота залежи - 14,6 м. ВНК принят условно по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1073,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 84. Площадь залежи - 503 тыс.м².

Блок VI. В пределах блока пробурены скважины 77, 81, 82.

Общая толщина пласта изменяется от 26,3 м (скв.77) до 33,8 м (скв.82), нефтенасыщенная толщина коллектора - от 8,9 м (скв.82) до 17,3 м (скв.77).

Продуктивность установлена при опробовании скважин 81, 82, где получены притоки нефти дебитами 20 м³/сут., 24 м³/сут соответственно.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1043,3 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1065,7 м (скв.81), высота залежи равна 22,4 м. ВНК принят по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1065,7 м по разделу нефть-вода в скважине 81. Площадь залежи составляет 421 тыс.м².

Горизонт Т₂-II нефтеносен в пределах блока VI. По данным ГИС в скважинах 77, 81 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважине 82 - водонасыщенные. Залежь нефти пластовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта в пределах блока изменяется от 23,3 м (скв.81) до 26,5 м (скв.77), нефтенасыщенная - от 11 м (скв.77) до 11,4 м (скв.81).

Продуктивность установлена опробованием и получением притока нефти дебитом 30 м³/сут в скв.77.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1132,6 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1148,2 м (скв.81), высота залежи равна 15,6 м. ВНК принят условно по данным ГИС на абсолютной

отметке минус 1148,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 81. Площадь залежи составляет 272 тыс.м².

Горизонт Т₂-III нефтеносен в блоке III. По данным ГИС в скв.9, 9БИС, 84 коллекторы нефтеводонасыщенные. Залежь нефти пластовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта изменяется от 66,5 (скв.84) до 69,1 м (скв.9БИС), нефтенасыщенные коллекторы - от 4,7 м (скв.84) до 14,7м (скв.9БИС).

Продуктивность установлена при опробовании скважин 9, 9БИС, где получены притоки нефти дебитами 4,89 м³/сут, 2,6 м³/сут соответственно.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1281,7 м (скв.9БИС), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1324,9 м (скв.9БИС), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1323,6 м (скв.84), высота залежи равна 43,2 м. ВНК принят по данным ГИС наклонным на абсолютных отметках минус 1324,9 м (скв.9БИС) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1323,6 м (скв.84). Площадь залежи составляет 784 тыс. м².

Горизонт Т₂-IV нефтеносен в блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б - нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта изменяется от 13,8 (скв.11) до 17,5 м (скв.76Б), нефтенасыщенные коллекторы - от 1,8 м (скв.76) до 2,1 м (скв.76Б).

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1464,3 м (скв.76Б), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1468,6 м (скв.76), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1467,5 м (скв.76Б), высота залежи равна 4,3м. ВНК принят по данным ГИС наклонным на абсолютных отметках минус 1468,6м (скв.76) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1467,5м (скв.76Б). Площадь залежи составляет 836 тыс.м².

Горизонт Т₂-V нефтеносен в блоке I. По данным ГИС в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтенасыщенные. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта изменяется от 15,8м (скв.76) до 18,4 м (скв.76Б), нефтенасыщенные коллекторы - от 2,4м (скв.76) до 2,9 м (скв.76Б).

В скважине 76 при опробовании получен приток нефти дебитом 3 м³/сут на 3 мм штуцере, в скважине 76Б - приток нефти дебитом 4,6 м³/сут на 7 мм штуцере.

Кровля нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1565,0 м (скв.76Б), кровля водонасыщенного коллектора на абсолютной отметке минус 1577,6 м (скв.76Б), высота залежи равна 12,6 м. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1577,6 м

по кровле водонасыщенного коллектора. Площадь залежи составляет 139 тыс. м².

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В нефтеносен в разрезе скважин, пробуренных в пределах блока I. По материалам ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважине 73, в скважинах 20, 75 – нефтеводонасыщенные, в остальных скважинах – водонасыщенные. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта изменяется от 28 м (скв.52) до 39,2 м (скв.73), суммарная толщина нефтенасыщенных коллекторов колеблется от 11,8 м (скв.75) до 29,5 м (скв.73).

Продуктивность установлена при опробовании скважин 20, 73, 75: в скважине 20 получен приток нефти дебитом до 80 м³/сут на 7 мм штуцере, в скважине 73 – приток нефти дебитом до 42 м³/сут, в скважине 75 – приток нефти дебитом 12 м³/сут.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1092,8 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на абсолютных отметках минус 1127,2 м (скв.20) и минус 1132,0 м (скв.73), высота залежи равна 39,2 м. ВНК принят наклонным по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1127,2 м по разделу нефть-вода в скважине 20 и на отметке минус 1132,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 73. Площадь залежи составляет 399 тыс.м².

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Всего по месторождению Кемерколь физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях (по надсолевым триасовым горизонтам) изучены по результатам лабораторных исследований 46 проб из 13 скважин (4, 9, 9БИС, 20, 73, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84), по скважине 85 изучены 2 пробы нефти из подкарнизных пермотриасовых отложений.

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость, групповой углеводородный состав; фракционный состав. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Подкарнизные пермотриасовые отложения охарактеризованы 2 пробами из скважины 85, из которых одна устьевая. Нефть по плотности легкая (0,7693-0,7796 г/см³), малосернистая (0,2%масс), парафина не обнаружено.

Температура застывания нефти ниже минус 20°С, начала кипения – 118°С. Кинематическая вязкость при 20°С составляет 1,5 мм²/сек, нефть относится к маловязким (табл 4.2.1).

По надсолевым триасовым отложениям исследованиями нефти охарактеризованы: на северо-западном крыле горизонты Т₂-I (пласт А) – 2 пробами из одной скважины, Т₂-I (пласт В) – 12 пробами из 4 скважин, Т₂-II – 4 пробами из одной скважины, Т₂-III – 4 пробами из 2

скважин, Т₂-V – 3 пробам из 2 скважин и на юго-западном крыле горизонт Т₂-I пласт В – 21 пробой из 3 скважин (табл.4.3.2).

Свойства нефтей горизонтов сильно отличаются: по плотности от особо легких до тяжелых, по содержанию смол – малосмолистые и смолистые, по содержанию серы – все нефти малосернистые, по содержанию парафина – малопарафинистые и высокопарафинистые, по вязкости – высоковязкие.

Не изучены свойства нефти горизонта Т₂-IV на северо-западном крыле, горизонта J₃-I на юго-восточном крыле.

Горизонт Т₂-I. Пласт А. Свойства нефти изучены по 2 пробам из скважины 4 (блок VI). Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,9036 г/см³ до 0,9246 г/см³, в среднем составляет 0,914 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых 21,6% масс, малосернистая (0,3% масс), малопарафинистая – 0,78% масс. Температура застывания нефти до минус 20⁰С, начала кипения – 100⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С – 697,33 мм²/сек, относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 9% об, керосиновых до 300⁰С – 26% об.

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 12 пробам из скважин: 83, 84 (блок III), 81, 82 (блок VI), в том числе 8 новые пробы из скважин 81, 82, 83, 84.

Блок III. Свойства нефти изучены по 6 пробам. Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,8624 г/см³ до 0,8874 г/см³, в среднем составляет 0,871 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 12,04% масс, малосернистая (0,44% масс), высокопарафинистая – 7,14% масс. Температура застывания нефти до минус 55⁰С, начала кипения – 48⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 115,83 мм²/сек, относится к высоковязким.

Блок VI. Свойства нефти изучены по 6 пробам, из них 4 новые пробы.

Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,8345 г/см³ до 0,8631 г/см³, в среднем составляет 0,845 г/см³, нефть относится к лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 8,29% масс, малосернистая (0,49% масс), высокопарафинистая – 6,1% масс. Температура застывания нефти до минус 54⁰С, начала кипения – 83⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 50,04 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 27% об, керосиновых до 300⁰С – 58% об.

Горизонт Т₂-II. Свойства нефти изучены по 4 пробам из скважины 77 (блок VI), из них 2 новые пробы.

Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,7959 г/см³ до 0,8179 г/см³, в среднем составляет 0,804 г/см³, нефть относится к лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 7,59% масс, малосернистая (0,24% масс), парафинистая – 4,33% масс.

Температура застывания нефти до минус 49°C, начала кипения – 74°C. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 13,46 мм²/сек, нефть высоковязкая. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C - 38% об, керосиновых до 300°C - 65% об.

Горизонт Т₂-III. Свойства нефти изучены по 4 пробам из скважин 9 и 9БИС (блок III).

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,9649 г/см³ до 0,9772 г/см³, в среднем составляет 0,973 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых 28,23% масс, малосернистая (0,59% масс), малопарафинистая – 1,12% масс. Температура застывания нефти до минус 7°C, начала кипения – 246°C. Кинематическая вязкость при 20°C – 17952 мм²/сек, нефть относится к высоковязким.

Горизонт Т₂-V. Свойства нефти изучены по 3 пробам из скважин 76, 76Б (блок I), из них одна новая проба из скважины 76Б.

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,7986 г/см³ до 0,8134 г/см³, в среднем составляет 0,804 г/см³, нефть относится к легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 7,71% масс, малосернистая (0,25% масс), высокопарафинистая – 7,51% масс. Температура застывания нефти до минус 47°C, начала кипения - 53°C. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 6,63 мм²/сек. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 44% об, керосиновых до 300°C - 67% об.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 21 пробам из скважин 20, 73, 75 (блок I), в том числе 6 новые пробы из скважин 20, 73, 75.

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,8578 г/см³ до 0,870 г/см³, в среднем составляет 0,861 г/см³, нефть относится к средним. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 4,93% масс, малосернистая (0,15% масс), высокопарафинистая – 6,55% масс. Температура застывания нефти до минус 43°C, начала кипения – 152°C. Кинематическая вязкость при 20°C - 44, 66 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 7% об, керосиновых до 300°C - 35% об.

Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях из надсолевых триасовых отложений изучены по результатам лабораторных исследований 9 проб из 4 скважин (табл.4.3.3).

На северо-западном крыле горизонт Т₂-I (пласт В) охарактеризован 2 пробам из одной скважины, Т₂-II – 3 пробам из одной скважины, из них одна новая проба и на юго-западном крыле горизонт Т₂-I пласт В – 4 пробам из 2 скважин.

2 пробы из скв.73 от 07.07.2007г на юго-западном крыле (гор.Т₂-I пласт В) из-за низкого давления насыщения признаны некондиционными, также одна проба по скв.77 от 07.04.2018г на северо-западном крыле (гор.Т₂-II) отнесена к некондиционной из-за низкого

давления насыщения (2,59МПа) и высокого газосодержания (28,08 м³/т). Некондиционные пробы не учитывались в средних значениях.

Не освещены пробами нефти горизонты Т₂-I (пласт А), Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V северо-западного крыла, горизонт J₃-I юго-восточного крыла.

Северо-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 2 пробам из скважины 81 (блок VI).

При пластовом давлении и температуре соответственно 12,0 МПа и 37°С плотность пластовой нефти составляет 0,7942 г/см³. Давление насыщения – 2,4 МПа, газосодержание – 19,41 м³/т, объемный коэффициент – 1,108, соответственно пересчетный коэффициент - 0,903, усадка – 9,78%, вязкость пластовая – 5,277 мПа·с.

Горизонт Т₂-II. Свойства нефти определены по 2 кондиционным пробам из скважины 77 (блок VI).

При пластовом давлении и температуре соответственно 14 МПа и 36°С плотность пластовой нефти - 0,760 г/см³. Давление насыщения – 2,26 МПа, газосодержание в среднем равна 40,22 м³/т, объемный коэффициент - 1,126, соответственно пересчетный коэффициент - 0,888, усадка – 11,21%, вязкость пластовая – 1,521 мПа·с.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 2 кондиционным пробам из скважин 20, 73 (блок I).

При пластовом давлении и температуре соответственно 12,19 МПа и 37,5°С плотность пластовой нефти составляет 0,804 г/см³. Давление насыщения – 2,95 МПа, газосодержание – 7,72 м³/т, объемный коэффициент – 1,090, соответственно пересчетный коэффициент - 0,917, усадка – 8,04%, вязкость пластовая – 17,58 мПа·с.

Компонентный состав растворенного газа и его физические свойств

Компонентный состав растворенного газа и физические свойства из надсолевых триасовых отложений изучены по 7 пробам из 3 скважин (73, 77, 81), из них 2 пробы из скважины 73 от 07.07.2007г и одна проба из скважины 77 от 07.04.2018г отнесены к некондиционным (табл.4.3.4).

Подкарнизные пермтриасовые отложения охарактеризованы двумя пробамии пластового газа из скважины 85, который по составу углеводородный. Содержание метана – 80,70% мол., этана – 8,01% мол., пропана – 4,42% мол., бутана – 1,2% мол., пентана – 1,81% мол., гексана - 0,68% мол., углекислый газ отсутствует, азот – 1,04 % мол. Плотность газа по воздуху – 0,749.

Северо-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Содержания метана - 19,711% мол., этана – 22,881% мол.,

пропана – 28,312% мол., бутанов – 15,196% мол., пентанов – 3,302% мол., гексанов - 0,508% мол., углекислого газа - 0,422% мол., азота – 8,872% мол. Плотность газа по воздуху – 1,262.

Горизонт Т₂-II. Содержания метана – 22,38% мол., этана – 17,66% мол., пропана – 26,8% мол., бутанов – 19,89% мол., пентанов – 5,77% мол., гексанов – 1,08% мол., углекислого газа – 0,129% мол., азота – 4,73% мол. Плотность газа по воздуху – 1,375.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Содержания метана - 42,322% мол., этана – 15,2% мол., пропана – 22,3% мол., бутанов – 11,5% мол., пентанов – 2,51% мол., гексанов - 0,968% мол., углекислого газа - 0,200% мол., азота – 5,0% мол. Плотность газа по воздуху – 1,127.

Таблица 4.3.1 – Результаты исследований физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях (пермотриасовые отложения)

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Блок	Плотность нефти при 20°С, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с					Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Групповой углеводородный состав в массовых %								Зольность, % масс	Коксуемость, % масс	Молекулярная масса	Фракционный состав по Энглеру, в % об.						Дата отбора проб	Организация, выполнявшая исследования	
				20°С	30°С	40°С	50°С	100°С			парафина	серы	воды по ДС	насыщен.угл.водороды	ароматич.уг.водороды	смола силикатов	асфальтенов	мех.примесей				НК, °С	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С			
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	29	30	
Северо-западное крыло																														
Горизонт РТ																														
85	2100-2200 (на устье)	участок I (для оценки)	0.7693	1.4	1.2	1.1	1.0	-	ниже 0	ниже -20	н/о	0,2	н/о	92.6	7.4	0.0	0	-	-	0.3	135.97	121	-	-	72	-	98	20.12.18	ТОО "Везерфорд-КЭР"	
	2201.5-2212.5		0.7796	1.7	1.5	1.27	1.12	-	ниже 0	ниже -20	0.00	0.02	0.1	87.3	12.7	0	0	0.03	-	0.24	-	115	-	-	46	-	91	04.07.19		
Среднее знач.по РТ			0.774	1.5	1.3	1.2	1.0				0.0	0.0	0.1	89.9	10.1	0.0	0.0	0.0		0.3	136.0	118.0			59.0		94.5			

Таблица 4.3.2 - Результаты исследований физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях (триасовые отложения)

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Блок	Плотность нефти при 20 ⁰ С, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с					Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Групповой углеводородный состав в массовых %								Зольность, % масс	Коксусность, % масс	Молекулярная масса	Фракционный состав по Энглеру, в % об.						Дата отбора проб	Организация, выполнявшая исследования	
				20 ⁰ С	30 ⁰ С	40 ⁰ С	50 ⁰ С	100 ⁰ С			парафина	серы	воды по ДС	метано-нафтоновые	ароматич.углеводородов	смолянистые	асфальтенов	мех.примесей				НК, °С	100 ⁰ С	150 ⁰ С	200 ⁰ С	250 ⁰ С	300 ⁰ С			
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	29	30	
Северо-западное крыло																														
Горизонт Т ₂ -I. Пласт А																														
4	1063-1072 1072-1082	VI	0,9246	1212,5	605,7	327,2	193,4	23,4	65	-12	0,47	0,24	сл.	51,8	29,0	19,0	0,28	сл.	0,36	3,73	357	140	-	2	3	8	23	14.02.1991г	ОПЗ-1994г	
	1090-1092		0,9036	182,2	124,5	78,67	58,25	11,5	27	-20	1,09	0,35	сл.	57,4	16,6	24,19	0,71	0,07	0,13	3,31	315	60	4	10	14	18	29			
Среднее знач.по Т ₂ -I пл.А			0,914	697,3	365,1	203,0	125,8	17,5			0,78	0,30				21,60	0,5					100	4	6	9	13	26			
Горизонт Т ₂ -I. Пласт В																														
81	1118-1123	VI	0,8345	-	-	-	-	-	-	-	-	0,481	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.01.2017г	ТОО"КазИнРусс-трейдинг"	
			0,8396	39,95	21,05	10,04	3,58	-	61	-54	7,87	0,43	отс.	-	13,1	8,08	0,15	отс.	-	9,59	238	-	11	23	36	-	62	09.02.2017г		
0,8543	40,46		20,83	10,30	2,82	-	0	-40	5,60	0,502	0,15	-	13,1	8,17	0,13	-	-	6,95	264	45	6	-	24	-	55	05.10.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"			
81	1113-1123		0,8411	39,88	19,83	11,54	4,09	-	27	-2	5,68	0,527	1,80	-	12,5	7,77	0,15	0	-	6,41	266	110	-	-	24	-		55	23.02.2018г	
82	1116-1123		0,8631	62,87	31,95	19,50	14,27	-	0	-40	4,59	0,455	2,20	-	16,4	7,88	0,08	-	-	10,7	239	80	3	-	28	-		60	05.10.2017г	
		0,8390	67,03	33,92	21,64	12,52	-	< 0	-3	6,78	0,515	5,00	-	15,3	9,54	0,08	0	-	9,84	241	97	-	-	25	-	58	23.02.2018г			
Среднее знач.по бл. VI			0,845	50,04	25,52	14,61	7,46				6,10	0,49				8,29	0,12					83	7	23	27		58			
83	1119-1123	III	0,8731	117,03	59,98	24,76	17,43	-	80	-44	7,92	0,002	0,4	-	8,87	6,43	0,10	0,01	-	7,21	-	-	10	18	26	-	50	28.03.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
			0,8874	123,50	60,21	35,86	15,53	-	0	-40	7,31	0,604	20,0	-	26,5	15,23	2,10	-	-	9,85	274	45	4	-	16	-	46	05.10.2017г		
			0,8647	125,42	59,88	38,03	15,78	-	30	>-20	7,32	0,697	2,2	-	26,8	13,32	2,00	0,012	-	8,74	265	45	3	-	16	-	45	23.02.2018г		
84	1119-1127		0,8624	109,37	61,55	34,37	17,96	-	40	-31	7,68	0,0001	0,7	-	8,33	5,95	0,12	-	-	1,76	-	-	8	15	24	-	46	28.03.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
			0,8727	108,08	60,82	33,95	17,75	-	0	-55	6,12	0,640	6,0	-	28,1	15,99	2,7	-	-	7,24	276	50	4	-	16	-	47	05.10.2017г		
			0,8631	111,60	59,87	32,56	20,02	-	22	>-20	6,50	0,675	12,0	-	27,5	15,29	2,7	0	-	7,01	281	50	4	-	17	-	47	23.02.2018г		
Среднее знач.по бл. III			0,871	115,83	60,38	33,25	17,41				7,14	0,44				12,04	1,62	0,006				48	6	17	19		47			
Среднее знач.по Т ₂ -I пл.В			0,858	82,94	42,95	23,93	12,43				6,62	0,46				10,16	0,87					65	6	20	23		52			
Сред. знач.по гор. Т ₂ -I			0,886	390,1	204,0	113,4	69,1				3,70	0,38				15,88	0,68					83	5	13	16		39			
Горизонт Т ₂ -II																														
77	1197-1208	VI	0,7959	5,492	4,089	3,116	2,706	-	91,4	-49	3,56	0,230	отс.	-	8,07	3,23	0,27	0,025	-	1,75	151	-	11	25	40	-	63	09.12.2016г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
			0,7977	5,529	5,120	3,761	3,198	-	92,1	-46	3,51	0,225	отс.	-	8,43	3,37	0,67	0,025	-	1,94	154	-	12	24	38	-	61			
			0,8179	21,51	12,99	9,408	7,15	-	0	-28	4,01	0,254	0,10	-	9,87	11,9	0,14	-	-	7,05	230	58	9	-	36	-	64	05.10.2017г		
			0,8032	21,315	13,96	6,075	4,73	-	< 0	-4	6,25	0,263	1,0	-	8,21	11,84	0,14	отс.	-	6,45	245	90	-	-	39	-	71	24.02.2018г		
Сред. знач.по гор.Т ₂ -II			0,804	13,46	9,04	5,59	4,45				4,33	0,24				7,59	0,31					74	11	24,5	38		65			

Продолжение таблицы 4.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Горизонт Т ₂ -III																														
9	1335-1345	III	0,9721	-	-	-	1560	103	-	-7	0,99	0,42	-	46,5	21,0	25,49	6,83	0,84	0,77	9,29	-	250	-	-	-	-	96	02.02.1991г	ОПЗ-1994г	
9	1347-1355 1362-1367		0,9772	-	-	-	1697	116	-	-7	0,87	0,44	2,4	39,8	12,8	35,11	10,5	1,47	0,78	9,64	-	241	-	-	-	-	12	28.01.1991г	ОПЗ-1994г	
9	1372-1374		0,9765	-	-	3537	-	247	165	-7	1,50	0,90	1,3	49,0	24,7	24,09	2,07	0,10	5,28	11,4	650	-	-	-	-	-	-	21.11.1990г	ОПЗ-1994г	
Среднее знач. по скв.			0,975			3537	1629	156			1,12	0,59				28,23	6,47					246					54			
9 БИС	1334-1353 1357-1364	III	0,9649	17952	-	-	1318	-	-	-7	1,12	-	25,4	-	-	-	-	0,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.06.2006г	ТОО "Каспиймунайгаз"	
Сред. знач.по гор.Т ₂ -III			0,973	17952		3537	1525	156			1,12	0,59				28,23	6,5					246					54			
Горизонт Т ₂ -V																														
76	1624-1627	I	0,7986	-	-	-	-	-	-	-	-	0,234	сл.	-	-	-	-	0,002	-	-	-	51	-	-	46	-	66	30.01.2017г	ТОО"КазИнРусс-трейдинг"	
			0,7995	8,46	6,20	4,58	3,44	-	68	-47	8,77	0,2302	отс.	-	7,95	4,43	0,04	0,05	-	3,44	-	-	15	35	48	-	70	09.02.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
76Б	1624-1626		0,8134	4,80	3,81	3,14	2,65	-	0	-22	6,25	0,293	0,25	-	8,52	10,99	0,13	0,04	-	5,19	216	55	9	-	38	-	66	14.03.2018г		
Сред. знач.по гор.Т ₂ -V			0,804	6,63	5,01	3,86	3,05				7,51	0,252				7,71	0,09	0,031				53	12	35	44		67			
Юго-западное крыло																														
Горизонт Т ₂ -I. Пласт В																														
20	1186-1196	I	0,8606	32,25	21,03	14,18	10,77	3,73	45	-	2,06	0,10	отс.	74,0	-	7,07	0,03	отс.	0,02	0,67	213	115	-	5	9	22	42	29.09.1991г	ОПЗ-1994г	
20	1186-1196 1198-1202		0,8661	43,99	-	-	13,53	-	84	-15	2,2	0,21	отс.	-	-	2,76	0,04	-	-	0,78	303	-	-	-	8	-	15	01.08.1991г	ОПЗ-1994г	
			0,8623	35,22	23,0	16,69	11,91	3,86	53	-20	3,64	0,11	отс.	76,1	19,5	4,18	0,20	отс.	сл.	0,71	-	124	-	-	5	13	24	35		
			0,8700	44,0	29,0	20,0	14,0	4,0	84	-	2,2	0,30	-	-	-	7,07	0,03	-	-	0,8	-	165	-	-	3	14	33	22.08.1991г		
20	1186-1196		0,8600	33,0	-	-	-	-	-	-	1,8	0,40	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	125	-	4	14	26	46	05.03.2006г	ТОО	
			0,8600	-	-	-	-	-	-	-19	-	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.03.2006г	"Каспиймунайгаз"	
			0,8600	-	-	-	-	-	-	-16	-	0,10	0,5		-	-	-	-	-	-	-	170	-	8	3	23	12	15.03.2006г	ИЦ ЦЗЛ	
			0,8600	36,0	-	16,0	11,0	63,0	-	-	5,2	0,10	0,6	-	-	4,3	0,50	-	-	-	-	132	-	1	7	14	25	19.03.2006г		
20	1186-1196		0,8611	39,80	24,3	19,22	13,47	-	81	-43	7,52	0,12	55	-	11,4	4,27	0,66	-		10,5	-	-	1	5	14	-	45	09.02.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
20	1186-1196		0,8604	59,82	33,61	19,55	13,59	-	38	-8	7,52	0,125	0,73	-	15,4	5,12	0,09	-	-	5,3	294	120	-	-	10	-	48	05.10.2017г		
20	1175-1177 1179-1186		0,8617	58,57	34,33	20,70	14,88	-	67	-4	7,40	0,143	24,0	-	14,0	5,50	0,08	отс.	-	5,05	290	160	-	-	8	-	44	23.02.2018г		
73	1174-1183			0,8578	41,68	23,05	15,98	11,82	7,10	32	-20	3,87	0,136	0,1	-	-	6,76	отс.	0,01	-	0,78	-	160	-	-	6	15	33	07.07.2007г	ТОО "Каспиймунайгаз"
73	1169-1180 1188-1194			0,8597	32,05	21,28	14,7	10,74	3,7	65	-20	9,7	0,12	0,1	-	11,7	3,0	отс.	отс.	0,02	0,72	273	178	-	-	5	16	34	16.10.2016г	ТОО"КазНИГРИ"
				0,8597	34,7	22,86	16,0	12,13	3,85	72	-20	8,62	0,12	сл.	-	11,9	3,05	отс.	отс.	0,02	0,82	276	178	-	-	4	14	34	17.10.2016г	
				0,8600	39,8	22,89	14,97	11,15	3,73	84	-5	15,4	0,12	отс.	70,4	25,9	3,63	отс.	отс.	0,04	0,89	297	180	-	-	4	16	32	18.10.2016г	
				0,8597	32,41	21,88	15,16	11,2	3,77	74	-20	8,4	0,12	отс.	-	13,1	2,89	отс.	отс.	0,02	0,8	279	178	-	-	5	17	34	15.10.2016г	
				0,8617	59,05	32,74	19,40	13,45	-	32	-10	6,78	0,125	25,0	-	15,6	5,41	0,08	-	-	4,89	292	130	-	2	10	-	41	05.10.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
73	1174-1178 1198-1201		0,8614	57,88	33,41	18,84	13,72	-	34	0	6,54	0,141	18,0	-	15,4	5,51	0,09	отс.	-	4,68	294	160	-	-	5	-	41	23.02.2018г		
75	1190,9-1192,9 1193,8-1196,4	I	0,8611	38,56	23,03	15,38	11,0	3,87	70	-20	10,5	0,12	отс.	-	10,8	2,67	отс.	отс.	0,04	0,88	302	172	-	-	4	16	31	25.11.2016г	ТОО"КазНИГРИ"	
			0,8630	64,10	32,98	20,65	15,43	-	44	-15	6,56	0,127	0,75	-	17,9	7,79	0,08	-	-	3,46	298	128	-	2	12	-	39	05.10.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
			0,8607	65,59	33,07	20,70	15,46	-	55	2	8,56	0,135	4,0	-	18,5	7,84	0,08	отс.	-	3,78	294	160	-	-	5	-	40	23.02.2018г		
Среднее знач.по Т ₂ -I пл.В			0,861	44,66	27,03	17,54	12,74	10,1			6,55	0,15				4,93	0,16					152	1	4	7	18	35			

Таблица 4.3.3 - Характеристика пластовой нефти месторождения Кемерколь

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Горизонт, пласт	Блок	№ пробы	Глубина отбора, м	Пластовая температура,°С	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Плотность нефти, г/см ³			Коэффициенты				Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Дата отбора	Организация, выполнявшая исследования
									м ³ /м ³	м ³ /т	пластовая	при давлении насыщения	сепарированная	объемный	усадки, %	сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	растворимости газа, м ³ /м ³ /МПа			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Северо-западное крыло																				
81	1118-1123	Т ₂ -I, В	VI	1	1120	37	12,0	2,4	16,289	19,41	0,7942	-	0,8394	1,108	9,78	-	-	5,2766	27.02.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
				2		37	12,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Среднее знач.по гор.Т ₂ -I пласт В						37	12,0	2,4	16,289	19,41	0,7942		0,8394	1,108	9,78			5,277		
77	1197-1208	Т ₂ -II	VI	1		36	14,0	2,22	32,02	40,04	0,7599	-	0,7997	1,1118	10,05	-	-	-	09.12.2016г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
				2		36	14,0	2,30	32,24	40,41	0,7597	-	0,7978	1,141	12,37	-	-	1,521		
77	1197-1208			1	1180	40	11,0	2,59	22,45	28,08	0,7599	0,7487	0,7994	1,091	8,30	3,52	0,87	1,388	07.04.2018г	ТОО"Везерфорд-
Среднее знач.по гор.Т ₂ -II						37	13,0	2,37	28,90	36,2	0,760	0,749	0,799	1,114	10,24	3,52	0,87	1,455		
Юго-западное крыло																				
20	1186-1196	Т ₂ -I, В	I	1	-	37	12,6	4,69	6,53	7,53	0,771	-	-	1,140	12,47	0,85	-	12,54	29.09.1991г	
73*	1174-1183	Т ₂ -I, В		1	850	43	12,26	0,58	1,91	2,22	0,8474	0,8383	0,8583	1,015	1,48	9,22	3,29	11,05	07.07.2007г	ТОО"Каспиймунай-газ
				2		43	12,26	0,63	2,51	2,93	0,8466	0,8358	0,8578	1,016	1,57	10,97	3,98	11,02		
73	1169-1180 1188-1194	Т ₂ -I, В		1	1160	38	11,77	1,2	6,80	7,91	0,8377	-	0,860	1,040	3,6	7,5	5,7	22,61	18.10.2016г	ТОО"КазНИГРИ"
Среднее знач.по гор.Т ₂ -I пласт В						37,5	12,19	2,95	6,67	7,72	0,804		0,860	1,090	8,04	4,18	5,70	17,58		

Примечание: * пробы некондиционные

Таблица 4.3.4 - Компонентный состав растворенного газа

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт, пласт	Блок	Основные компоненты, % мол.													Отн.плотность газа по воздуху	Дата отбора	Исполнители
				метан	этан	пропан	изобутан	норм.бутан	изопентан	норм.пентан	гексан	гептан	октан	азот	углекислый газ	Сероводород			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		17	18	19
85	2094.5-2311.1	PT		85.22	6.54	3.09	0.78	1.15	0.42	0.37	0.15	0.56	0.02	1.39	0.001	0	0.69	21.11.18	ТОО"Везерфорд-КЭР"
	2094.5-2311.1			76.17	9.48	5.75	1.62	2.47	0.94	0.82	0.32	1.04	0.04	0.69	0	0	0.808	21.11.18	
Среднее знач. по гор.PT				80.70	8.01	4.42	1.20	1.81	0.68	0.60	0.24	0.80	0.03	1.04	0.00	0.00	0.749		
Северо-западное крыло																			
81	1118-1123	T ₂ -I, B	VI	19.711	22.881	28.312	7.891	7.305	2.036	1.266	0.508	0.759	0.028	8.872	0.422	-	1.262	27.02.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
Среднее знач. по гор.T ₂ -I пласт B				19.711	22.881	28.312	7.891	7.305	2.036	1.266	0.508	0.759	0.028	8.872	0.422	-	1.262		
77	1197-1208	T ₂ -II	VI	22.259	17.565	26.647	8.746	10.942	3.172	2.548	1.119	1.694	0.031	5.135	0.128	-	1.375	09.12.2016г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
				22.495	17.746	26.947	8.931	11.161	3.252	2.578	1.043	1.357	0.019	4.329	0.130	-	1.375		
77*	1197-1208			47.646	9.086	11.708	4.676	5.775	1.688	1.319	0.560	0.810	0.030	16.652	0.043	-	1.029	07.04.2018г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
Среднее знач. по гор.T ₂ -II				22.38	17.66	26.80	8.84	11.05	3.21	2.56	1.08	1.53	0.03	4.73	0.129		1.375		
Юго-западное крыло																			
73*	1174-1183	T ₂ -I, B	I	49.32	5.80	2.94	0.31	0.35	0.06	0.07	0.21	0.08	0.03	39.89	0.94	-	0.8104	07.07.2007г	ТОО "Каспиймунайгаз"
				51.91	5.38	2.90	0.30	0.33	0.06	0.07	0.20	0.07	0.03	37.77	0.98	-	0.7990		
73	1169-1180 1188-1194	T ₂ -I, B		42.322	15.20	22.30	5.20	6.30	1.50	1.01	0.968	-	-	5.00	0.200	-	1.127	18.10.2016г	ТОО"КазНИГРИ"
Среднее знач.по гор.T ₂ -I пласт B				42.322	15.20	22.30	5.20	6.30	1.50	1.01	0.968			5.00	0.200		1.127		

Примечание: * пробы некондиционные

4.4. Гидрогеологическая характеристика месторождения

Триасовый водонапорный комплекс распространен повсеместно. Коллектор представлен серым мелкозернистым песчаником. Дебиты вод варьируют от 5,4 при Нср.дин.=890м в скв. 6 (интервалы 1040-1042 м, 1044-1046 м) до 111,6 м³/сут. при Нср.дин.=276 м в скв. 32 (интервал 995-1005 м). динамические уровни восстанавливаются до статических в течении 3-х часов в скв. 32 (интервал 995-1005м) до 5 суток в скв. 25 (интервал 1081-1084 м) и скв. 6 (интервалы 1054-1059,5 м и 1040-1042 м, 1044-1046 м). Статические уровни становились на отметках 60 м ниже поверхности земли в скв. 25 (интервал 1094-1104 м) до 74 м в скв. 32 (интервал 995-1005 м).

Плотность триасовых вод варьирует от 1.161 до 1.185 г/см² (таблица 4.4.1).

Воды хлоркальциевого типа, третьего класса, очень жесткие. Общая жесткость достигает 506,41 мг-экв/л. Среда вод - от слабокислой до слабо щелочной (рН = 5.2-7.0). Минерализация вод изменяется от 208 до 235 г/л. Содержание микрокомпонентов в водах незначительно, за исключением йода (J = 8.4 -16.0 мг/л).

Этот водоносный комплекс заключен в интервал температур от 37 до 40°C при градиенте 1.5 °C/100м. Вертикальный градиент пластового давления составляет в среднем 0.012 МПа/м при изменении пластовых давлений от 10.7 до 13.5 МПа.

Триасовый водоносный комплекс обладает активным упруговодонапорным режимом. Его воды можно использовать для закачки в пласт при разработке нефтяных месторождений.

Таблица 4.4.1 – Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Кемерколь

№№ скв.	Интервал отбора, м	Горизонт, пласт	Блок	Дата отбора	Плотность при 20°С, г/см ³	Соленость, ‰ г/100г	Содержание ионов, (мг/дм ³ , мг-экв/дм ³)						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая минерализация, г/дм ³	Коэффициент метаморфизации		Тип воды по Сулину	pH	Общая жесткость, мг/экв. дм ³	Кинемат. вязкость при 20°С, мм ² /с		
							HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺			rNa ⁺ /rCl ⁻	rCl ⁻ -rNa ⁺ /rMg ²⁺						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
Месторождение Кемерколь																						
Северо-западное крыло																						
9	1075-1096	T ₂ -I, Б	III	1994г	1,182	22,3	31,2 0,5	774,3 16,1	135728,8 3828,7	2898,6 144,6	1448,4 119,1	82341,7 3591,6	223223,0	223,2	0,94	1,99	ХК	6,6	263,75	1,28		
81	1113-1123	T ₂ -I, В	VI	23.02.2018г	1,1800	-	20,0 0,3	89,1 1,9	179165,0 5053,6	4008,0 200,0	1422,1 117,0	113695,1 4736,9	298399,2	298,4	0,94	2,71	ХК	6,69	317,0	-		
82	1116-1123			06.10.2017г	1,1780	-	8,5 0,1	107,7 2,2	179052,0 5050,4	3251,0 162,2	1341,0 110,4	179052,0 4777,9	362812,2	362,8	0,95	2,47	ХК	6,06	-	-		
				23.02.2018г	1,1789	-	11,3 0,2	98,5 2,1	180000,0 5077,1	3450,0 172,0	1405,0 115,6	114964,0 4789,5	299928,8	299,9	0,94	2,49	ХК	6,39	287,8	-		
83	1119-1123			T ₂ -I, В	III	06.10.2017г	1,1800	-	21,4 0,4	591,6 12,3	181094,0 5108,0	3692,8 184,3	1263,7 104,0	113972,0 4820,1	300635,5	300,6	0,94	2,77	ХК	6,69	288,3	-
		23.02.2018г	1,1832			-	36,0 0,6	524,6 10,9	174206,0 4913,7	3867,2 193,0	1388,1 114,2	110798,0 4607,1	290819,9	290,8	0,94	2,68	ХК	6,97	307,2	-		
		06.10.2017г	1,1780			-	13,4 0,2	21,7 0,5	184390,0 5201,0	4348,0 217,0	1433,6 118,0	114155,0 4866,2	304361,7	304,4	0,94	2,84	ХК	6,43	335,0	-		
84	1119-1127	23.02.2018г	1,1802			-	18,5 0,3	23,5 0,5	152831,0 4310,8	3984,0 198,8	1439,2 118,5	95828,0 3993,9	254124,2	254,1	0,93	2,67	ХК	6,50	317,3	-		
		Среднее значение по T ₂ -I, В					1,180		18,4	208,1	175820	3800,1	1384,7	120352,0	301583,1	301,6			6,53	308,8		
		Юго-западное крыло																				
20*	1174-1176	T ₂ -I, В	I			1994г	1,1850	22,3	20,2 0,3	412,3 8,6	136548,5 3851,9	2517,1 125,6	2545,5 209,3	81059,2 3525,9	223102,8	223,1	0,92	1,56	ХК	5,2	334,94	-
20	1186-1196					06.10.2017г	1,1770	-	9,8 0,2	49,1 1,0	185570,0 5234,3	3841,6 191,7	1285,3 105,8	116079,0 4936,9	306834,8	306,8	0,94	2,81	ХК	6,3	297,5	-
20	1175-1177 1179-1186			23.02.2018г	1,1791	-	25,1 0,4	51,3 1,1	189505,0 5345,2	3466,9 173,0	1400,2 115,2	121370,0 5057,4	315818,46	315,8	0,95	2,50	ХК	6,87	288,2	-		
73	1169-1180 1188-1194			06.10.2017г	1,1750	-	24,4 0,4	104,6 2,2	184863,0 5214,3	3848,0 192,0	1297,0 106,7	114205,0 4915,9	304341,97	304,3	0,94	2,80	ХК	6,67	298,8	-		
73*	1174-1178 1198-1201			23.02.2018г	1,1765	-	39,7 0,7	101,5 2,1	159243,0 4491,7	3483,0 173,0	1344,3 110,6	101007,5 4207,9	265219,0	265,2	0,94	2,57	ХК	6,67	284,4	-		
75	1190,9-1192,9 1193,8-1196,4			06.10.2017г	1,1750	-	15,6 0,3	88,1 1,8	184561,0 5205,8	3856,0 192,4	1281,0 105,4	114365,0 4908,2	304166,7	304,2	0,94	2,82	ХК	6,6	297,8	-		
75*	1190,9-1192,9 1193,8-1196,4			23.02.2018г	1,1763	-	40,1 0,7	85,1 1,8	159243,0 4491,7	3551,1 177,2	1407,5 115,8	98982,0 4199,3	263308,76	263,3	0,93	2,53	ХК	6,79	293,0	-		
							Среднее значение по T ₂ -I, В					1,177		18,7	73,2	186124,8	3753,1	1315,9	116504,8	307790,5	307,8	
Среднее значение по триасу					1,177		18,7	73,2	186124,8	3753,1	1315,9	116504,8	307790,5	307,8					6,6	295,6		

5. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ

5.1. Объем и результаты полевых геологических и геофизических исследований

Преимущественно все геологические исследования на контрактной территории месторождения Кемерколь были направлены на поиски залежей углеводородов в надсолевом комплексе.

Практически вся территория Прикаспийской впадины в предыдущие годы была изучена с применением гравиметрической и аэромагнитной съемки. Сейсморазведкой также изучены все локальные структуры и межкупольные пространства.

При этом детальность этих исследований весьма не равномерная: сводовые участки некоторых куполов покрыты достаточно плотной сетью профильных пересечений, однако при детальном ознакомлении оказывается, что значительная часть этих материалов малоинформативная или практически не может быть использована.

Наиболее значимые виды геофизических исследований, выполненные в пределах контрактной территории Кемерколь в хронологическом порядке приведены в таблице 5.1.1.

С 1960 по 1978 гг на данной площади проводились региональные сейсмические исследования, грави- и электроразведочные работы, геологическая съемка, подразделениями Министерства геологии СССР. Целенаправленное изучение района работ методом ОГТ началось с 1976 г, а их комплексирование сейсморазведочных исследований со структурным бурением с 1979 г.

В 1990-1993 гг с целью поисков и подготовки под глубокое бурение ловушек в пермотриасовых и юрско-меловых отложениях, оптимизации разведочного процесса были проведены детальные работы МОГТ с вибрационными источниками, переобработаны сейсмические данные с комплексной переинтерпретацией геолого-геофизических материалов на площадях Кожа Южный, Кемерколь, Орысказган Южный, Карашказган.

В 2006 г по заказу ТОО «Victoria Energy Central Asia» на месторождении Кемерколь, АО «Азимут Энерджи Сервисез» были проведены сейсморазведочные работы 3Д МОГТ в объеме 116,6 кв.км. (12235 физ.точек) с использованием вибросейсмических источников. Комплексная обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д проводилась в Филиале геофизического центра услуг PGS GIS в г. Алматы. Контроль качества обработки и интерпретации сейсмических данных проводили технические специалисты ТОО «VictoriaEnergyCentralAsia».

В 2010 г ТОО «Центр Консалтинг» выполнил переинтерпретацию данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, по результатам этих работ уточнено геологическое

строение контрактной территории.

В 2016 г ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнен отчет «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д, интегрированная с результатами седиментологического анализа и скважинными данными для уточнения потенциала установленных залежей и определения перспектив для прироста запасов и ресурсов УВС месторождения Кемерколь» (утвержден протоколом МД «Запказнедра» №24/2017 от 28.02.2017г).

Работы по интерпретации включали в себя: структурную интерпретацию, картирование, глубинное преобразование, динамическую интерпретацию, выделение перспективных объектов. В результате переинтерпретации уточнено геологическое строение месторождения и построены структурные карты по 15 отражающим горизонтам, включая 9 горизонтов в толще среднего триаса в масштабе 1:25000.

В 2019 г АО «Эмбаунайгаз» на блоке Тайсойган были проведены масштабные высокоразрешающие сейсморазведочные работы 3Д с охватом северной части Кемерколь - контрактного участка ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг». По результатам этих работ ТОО «Reservoir Evaluation Services» была осуществлена переобработка и интерпретация вышеназванных сейсмических работ 3Д в объеме 100 кв.км, охватывших выделенные на контрактной территории Кемерколь в 2016 г две подкарнизные структуры (западная и центральная).

Структурные построения были выполнены по 6 горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 - горизонт в толще среднего триаса; T2 - горизонт в толще среднего триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура; VI-1 - подошва соли, кровля подкарнизных терригенных отложений; VI-2 - кровля соли под карнизом.

На рисунке 5.1.1 приведена схема сейсмической изученности контрактной территории ТОО «АП - Нафта Оперейтинг», в таблице 5.1.1 представлена геолого-геофизическая изученность контрактной территории.

**Таблица 5.1.1 - Геолого-геофизическая изученность контрактной территории Кемерколь
(по состоянию на 01.06.2021 г)**

Авторы отчета, наименование работ, годы проведения, организация-исполнитель, номенклатура листов	Объем работ	Основные результаты геологоразведочных работ
1	2	3
Боровинский С. А., Гульницкий В. Л. Анализ гравиметрических и сейсмических материалов по южной половине Прикаспийской впадины с целью выделения глубокопогруженных солянокупольных структур. М-б 1:200 000, ПГО «Казгеофизика», 1984 г. L-40, L-39.	26708 км ²	Построена карта структурных элементов южной части Прикаспийской впадины и схема размещения глубокопогруженных солянокупольных структур
Калинин М. И., Сейфулин Ш. М. Отчет Западно-Казахстанской партии о результатах высокоточной аэромагнитной съемки м-ба 1:500 000 проведенной в пределах южной и юго-восточной части Прикаспийской впадины в 1984-1987 годах, АГГФЭ. L-40, L-39, М-40, М-39.	53316 км ²	Построены карты изолиний поля, карты трансформаций поля, схемы блокового строения фундамента, изучены магнитные свойства пород.
Утеев Н. К., Канарейкин Б. А. Поисковые сейсмические работы МОГТ в комплексе со структурным бурением в межкупольных зонах Жантерек-Бектабан-Орысказган-Каракудук-Кемерколь-Карашказган-Котыртас Северный. М-б 1:50 000, 1991 г., ПГО «Казгеофизика».	1071,24 пог. км	Построены структурные карты и схемы по отражающим горизонтам III, V, VI, VI ¹ в м-бе 1:50 000. Изучено 16 структур.
Джазбаев К. Ж. и др. Геофизические работы методами ВСП (СК), ВСП-ПГР, ВСП ПИ, МПГС в глубоких поисковых и параметрических скважинах, расположенных на территории деятельности ПГО «Атыраунефтегазгеология», 1991 г. ПГО «Казгеофизика». L-40, L-39, М-40, М-39.	45 скважин	Получены временные и глубинные разрезы ВСП, ВСП ПИ, кривые ПГР. Расчленен верхнепермско- триасовый разрез, изучены петрофизические параметры и их распределение на площади проведения ВСП.
Джазбаев К. Ж. Геофизические работы методами ВСП (СК), ВСП-ПГР в глубоких поисковых и параметрических скважинах, расположенных на территории деятельности ПГО «Атыраунефтегазгеология». Отчет СП 7/91-93. L-40, L-39, М-40, М-39.	30 скважин	Построены вертикальные годографы и графики пластовых и средних скоростей, изучена волновая характеристика разреза.
Галкин А. В., Сайлибаева М. Поисковые-детальные сейсморазведочные работы МОГТ в комплексе со структурным бурением в центральной части Прикаспийской впадины на площади ограниченной соляными куполами Орысказган-Акшелек-Жалгыз-Жантерек-Акший Северный. (СП 23/92-93). Переобработка и переинтерпретация геолого-	1109,83 пог. км	Построены структурные карты и схемы по отражающим горизонтам II, III, V, VI, VI ¹ в м-бе 1:50 000. Изучено 9 структур. Подготовлена рекомендация для постановки глубокого бурения на структуре Кемерколь.

геофизических материалов на площади Кожа Юж., Орысказган Юж., Кемерколь, Карашказган (СП 23/92-93). М-б 1:50 000, 1993 г., Трест «Казмунай-геофизика». L-40, L-39.		
Трохименко М. С. Отчет о возврате части территории Сагизского блока ТОО «Сагиз Петролеум Компании», 2005 г. L-40. по окончании 7-го этапа периода разведки. М-б 1:25 000	СП 45,15 пог. км	Построены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI в м-бе 1:50 000. Изучено 9 структур. Даны рекомендации для глубокого бурения на структуре Кемерколь.
Борисов В. Б. Космоструктурное картирование м-ба 1:200 000 на площади листов М-40-111, 123, 135, L-1, 2, 3, 13, 14, 15, 25, 26, 27, 1993г., Аэрогеология	12622 км ²	Составлены геологические и структурные карты 4 соляных куполов: Секир-Тогускенушак, Кемерколь, Кораколь, Кизилколь.
Отчет о результатах геологоразведочных работ по объединению «Гурьевнефтегазгеология» за 1991г., L-40.	6 скважин	На куполе Кемерколь в период 1989-1992 г пробурено 6 скважин: №4,9,11,18,20,22. При испытании скважин №№4, 9 и 20 получены притоки нефти.
Годовой отчет ПГО «Гурьевнефтегазгеология» за 1993г., L-40.	8 скважин	На куполе Кемерколь в период 1992-1995 г. пробурено 8 скважин: №32-1170 м; №45-1425 м; №21-1200 м, №24-1450 м; №34-1450 м; №41-1303 м, №53-1346 м, №59-1380 м.
Годовой отчет ГХК «Акбота» за 1994 г., L-40.	2 скважины	На куполе Кемерколь в период 1993-1995 г. пробурено 2 скважины: 52-1300 м; 51-1310 м.
Бабашева М. Н., Ветрова В. П. Отчет. Прирост запасов нефти по ГХК «Акбота» за 4 квартал 1994 г. (месторождение Кемерколь). КазНИГРИ. L-40.	Прирост С1 – 345,5 тыс. т.	Протоколом 74-ПЗ ГКЗ РК от 23.12.94 г. утвержден прирост запасов нефти по категории С1 – 345,5 тыс. тонн.
Путинцева Т.Н., Черепанов К.Е. «Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Victoria Energy Central Asia» в 2006 г. (лист L-40)	12235 физ. точек 119,40 кв км	Построены структурные карты ОГ: III, V, VI, Т ₁ , Т ₂ , Т ₃ (продуктивные горизонты в триасе). Выявлены новые перспективные объекты в триасовых отложениях.
Матлошинский Н.Г. и др. «Отчет о результатах переобработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемерколь (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг»	100 кв.км	Построены структурные карты по 6 горизонтам: III, V, Т ₂ -1, Т ₂ , VI, VI-1, VI-2.



Рис.5.1.1 – Кемерколь. Схема сейсмической и буровой изученности (красным цветом обозначена контрактная территория)

5.2. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

В 2005 г ТОО «АкАй Консалтинг» в проекте разведки заложил бурение 10 скважин. За период 2005-2010 гг выполнено бурение 7 скважин (№№ 9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74), из которых в скважинах №№9-БИС и 73 получены притоки нефти из триасовых отложений.

В 2012 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» разработан проект оценочных работ, в котором закладывалось бурение одной оценочной скважины №75 проектной глубиной 1100±250 м. Скважина 75 пробурена на юго-западном крыле, получены притоки нефти.

В 2016 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение к проекту оценочных работ». Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин №№75,76,77 проектными глубинами 1500 и 800 м, переинтерпретация данных МОГТ 3Д, проведение восстановительных работ в скважинах №№20, 73. Скважины №№75,76,77 пробурены, получены притоки нефти, проведены восстановительные работы в скважинах №№20,73, которые находятся в действующем фонде.

В 2017 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение №2 к проекту оценочных работ». Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин №№85, 86 проектными глубинами 2500±250 м и №78 проектной глубиной 1500±250 м и углубление пробуренной скважины №76 до проектной глубины 2500+250 м.

Скважина №76 углублена в 2017 г до 2292 м, остановлена вследствие аварии в процессе бурения (прихват бурильного инструмента, поглощение бурового раствора). Признаки нефтегазоносности отмечены на забое 2193 м по данным газокаротажной службы в буровом растворе отмечены газопоказания 4-5% и разгазирование бурового раствора со снижением удельного веса с 1,47 до 1,23 г/см³. На ситах была обнаружена нефть.

12 июля 2018 г начато бурение скважины №85, скважина пробурена до 2400м, на сегодняшний день скважина в освоении. По результатам замеров пластовых давлений при проведении MDT компанией Шлюмберже отмечены аномальные значения пластового давления. Максимальное значение коэффициента аномальности $K_a=2,1$ прослежено на глубине 2307 м. Пластовое давление, замеренное в скважине, составило 473 атм.

В 2018 г проектом разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь было запланировано бурение 6 оценочных скважин, из них 4 скважины №№78, 86, 87, 88 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности подкарнизных пермотриасовых отложений, 2 скважины №№67,71 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности юрских и триасовых отложений. Скважины №№78,87,88

были зависимыми от результатов бурения и испытаний скважины 85. В связи с осложнениями при бурении и испытании скважины 85 эти работы не проводились.

Таблица 5.2.1 – Сведения о выполнении проектов поисковых и разведочных работ

№ № п/п	Проект предшест.этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утвер ждени я	Кол-во проектных скважин	Проект. глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на месторождении
			Кол-во пробур.скв	Факт. глубина (м) горизонт	Оконч.раб от по проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1	Проект доразведки	2005г	10/7	1400/1420 1250/1250	2010г	В скв.9БИС, 73, 62 получе ны притоки нефти и воды
2	Проект оценочных работ	2012г	1/-	1100/-		
3	Дополнение к проекту оценочных работ	2016г	3/3	1250/1250	2016, 2017	В скв.75,76,77 получены притоки нефти
4	Дополнение №2 к проекту оценочных работ	2017	3+углубл.ск в/1 +углубл.скв. 76	2500/2292 2500/2400	2017, 2018г	В подкарнизн. условиях установлены залежи углеводородов
5	Проект разведочных работ по оценке	2018	6/-	2500,1100, 650/-		

5.3. Изученность глубоким бурением

Контрактная территория входит в площадь, где в 1993 г. проведено космоструктурное картирование масштаба 1:200000, которое, в свою очередь, сопровождалось значительными объемами структурно-картировочного бурения.

Поисково-разведочное бурение проводилось с целью поисков скоплений углеводородов в надсолевом комплексе. Месторождение Кемерколь было открыто скважиной №4 в 1991 г, где при испытании в колонне триасовых отложений был получен промышленный приток нефти.

На 01.12.2020 г на структуре Кемерколь пробурено 34 скважины фактическими глубинами от 763 до 2400 м, вскрывшие меловые, юрские, триасовые, кунгурские и подкарнизные пермотриасовые отложения (табл.5.3.).

Таблица 5.3.1 - Техническое состояние скважин, пробуренных на структуре Кемерколь

№ п/п	№№ скв.	Категория скважины	Дата бурения		Глубина скважины, м		Горизонт		Конструкция скважины						Высота подъема цемента, м	Состояние скважин на 01.01.2020г
			Начало	Оконч.	Проект.	Факт.	Проект.	Факт.	Направление	Кондуктор	1 промежут.	2 промежут.	Экс. колонна	Хвостовик		
									Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			12		13	14
1	2	поиск.	10.12.1989г	13.03.1990г	1700	1450	Т	Р _{1к}	-	219х280,74			-		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
2	4	поиск.	03.05.1990г	23.10.1990г	1400	1305	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х110			140х1183,18		до устья	В консервации
3	9	поиск.	14.07.1990г	15.09.1990г	1600	1650	Р _{1к}	Р _{1к}	-	299х302			140х1420		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
4	10	поиск.	22.09.1990г	25.12.1990г	2000	2000	Т	Т	-	299х307,6			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
5	11	поиск.	09.01.1991г	12.04.1991г	1700	1705	Т	Т	-	219х287,5			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
6	18	поиск.	19.06.1991г	18.07.1991г	1000	1000	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х1498			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
7	20	поиск.	22.04.1991г	16.07.1991г	1300	1350	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х295			146х1250,2		до устья	Действующая
8	32	поиск.	19.12.1992г	23.03.1993г	1300	1170	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х247			140х1068		до устья	В консервации
9	34	поиск.	12.07.1993г	18.10.1993г	1450	1450	Т	Т	-	219х270			-		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
10	45	поиск.	30.11.1992г	10.05.1993г	1400	1425	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х248			140х1160		до устья	Нагнетательная
11	51	поиск.	05.05.1994г	11.07.1994г	1400	1310	Р _{1к}	Р _{1к}	-	299х234			140х1122		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
12	52	поиск.	31.10.1993г	05.02.1994г	1300	1185	Т	Т	-	219х255			140х1242		до устья	В консервации
13	53	поиск.	22.05.1993г	26.07.1993г	1450	1346	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х225			140х1450		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
14	59	развед.	28.04.1993г	30.06.1993г	1350	1400	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х205			140х1191		до устья	В консервации
15	9БИС	развед.	09.03.2006г	10.06.2006г	1400	1420	Т	Т	324х30	245х397			168х1407		до устья	В консервации
16	62	развед.	29.05.2007г	14.07.2007г	950	1026.64	Р _{1к}	Р _{1к}	324х32	245х304			168х450		до устья	Водозаборная (в консервации)
17	66	развед.	31.08.2007г	30.09.2007г	1050	1100	Р _{1к}	Р _{1к}	324х30	245х296			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
18	70	развед.	05.08.2007г	31.08.2007г	750	763	Р _{1к}	Р _{1к}	324х30	245х297			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
19	72	развед.	03.07.2007г	28.08.2007г	1300	1279	Т	Т	324х30	245х396			не спущена		до устья	Водозаборная (в консервации)
20	73	развед.	29.03.2007г	13.05.2007г	1250	1250	Т	Т	324х33,5	245х403			168х1248		до устья	Действующая
21	74	развед.	03.06.2010г	09.07.2010г	1250	1243	Т	Т	339,7х10	245х408			168х1208		до устья	Водозаборная (в консервации)
22	75	оценочная	22.09.2016г	20.10.2016г	1250	1250	Т	Т	324х50	245х400			168х1249		до устья	Действующая
23	76	оценочная	10.12.2016г	20.01.2017г	1700	1700	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1700		до устья	Ликвидир. по технич. причинам
24	76Б	оценочная	15.02.2018г	28.02.2018г	1675	1675	Р _{1к}	Р _{1к}	хвостовик 114,3х1240-1671						до устья	В освоении
25	77	оценочная	27.10.2016г	23.11.2016г	1350	1368	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1260		до устья	Действующая
26	81	оценочная	02.01.2017г	25.01.2017г	1300	1300	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1280		до устья	Действующая
27	82	оценочная	10.03.2017г	30.03.2017г	1300	1299	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	244,5х400			168х1293		до устья	Действующая
28	83	оценочная	03.02.2017г	07.03.2017г	1400	1320	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1174		до устья	Действующая
29	84	оценочная	01.02.2017г	24.02.2017г	1600	1540	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1463		до устья	Действующая
30	76углуб	оценочная	05.12.2017	04.01.2018	2500	2292	Р _{1подкарниз}	Р _{1подкарниз}	324х50*	245х400*			168х1667*	114.3х2292	до устья	Ликвидир. по технич. причинам
31	85	оценочная	12.07.2018	31.05.2019	2500	2400	Р _{1подкарниз}	Р _{1подкарниз}	508х50	426х247	323.9х1781.8	244.5х2089.5	177.8х2400		до устья	в освоении
32	92	экспл.	20.07.2019	16.08.2019	1250	1250	Т	Т	323.9х50	295.3х400			215.9х1250		до устья	в освоении
33	93	экспл.	18.07.2019	20.08.2019	1280	1250	Т	Т	323.9х22.17	295.3х400			168х1250		до устья	в освоении
34	95	экспл.	18.08.2019	01.10.2019	1250	1250	Т	Т	323.9х50	295.3х400			215.9х1250		до устья	в освоении

Примечание: 76Б (боковой ствол)

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

В скважинах, пробуренных в пределах месторождения Кемерколь, были проведены геофизические исследования в открытом стволе.

Материалы ГИС использовались для изучения разреза, корреляции продуктивных горизонтов, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин, определения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, отбивки контактов, построения геологических, литологических профилей и структурных карт по кровле и подошве коллектора.

В 1989-1997 гг геофизические исследования по скважинам 2, 4, 9, 10, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 51, 52, 53, 59 выполнены Западно-Казахстанской Экспедицией ГИС. Перечень геофизических работ, выполненных Западно-Казахстанской Экспедицией ГИС и тип использованной аппаратуры, приведен в таблице 5.4.1.

В 2006-2007 гг скважины 9БИС, 62, 66, 70, 72, 73 пробурены компанией ТОО «Victoria Energy Central Asia». Базовый комплекс ГИС выполнен компанией АО «Компания ГИС» с применением станции «Кедр» (скв.9БИС, 73), ТОО «Консалтинг Ойл Гео» (скв.62, 66, 70) и ТОО «КазРосГеофизика» с применением цифровых регистраторов «Вулканит V-3» (скв.72). Перечень геофизических работ, выполненных этими компаниями и тип использованной аппаратуры, приведен в таблице 5.4.2.

Таблица 5.4.1 - Перечень геофизических работ, выполненных в 1989-1994гг

Методы	Прибор
Стандартный каротаж (КС)	Э-1 №1092, К-3 №1636
Потенциал самопроизвольной поляризации (ПС)	Э-1 №1092, К-3 №1637
Боковой каротаж (БК)	Э-1 №1092, К-3 №1638
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	Э-1 №1092, К-3 №1639
Индукционный каротаж (ИК, ИК активный, ИК реактивный)	Э-1 №1092, К-3 №1640, АИК №192
Микробоковой каротаж (МБК)	Э-1 №1092, К-3 №1641
Микрокаротажное зондирование (МКЗ зондами микроградиент А0.025М0.025N и микропотенциал А0.05М)	Э-1 №1092, К-3 №1642
Кавернометрия (КВ)	Э-1 №1092
Гамма каротаж (ГК)	ДРСТ-3-90 №997
Нейтрон-нейтронный каротаж (НГК), Нейтрон-нейтронный каротаж-тепловой (ННК-т)	СРК №191
Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-п)	СГП-2 №57
Акустический каротаж (АК)	СПАК-6 №50
Термометрия	Э-1 №1092
Инклинометрия	КИТ №450
АКЦ	АКВ-1 №78

Таблица 5.4.2 - Перечень геофизических работ, выполненных в 2006-2007гг

Методы	Приборы компания ТОО "Консалтинг Ойл Гео"	Приборы компания АО "Компания ГИС"
Станд.каротаж	К-3-741 №35	К1а-723М №1
Потенциал самопроизвольной поляризации (ПС)	К-3-741 №35	К1а-723М №2
Баковое каротажное зондирование (БКЗ)	К-3-741 №35	К1а-723М №2
Боковой каротаж (БК)	К-3-741 №35	К1а-723М №3
Индукционный каротаж (ИК)	АИК-5 №31	-
ВИКИЗ		ВИКИЗ №005
Микробоковой каротаж (БМК)	Э-2 №37	Э32КР№6
Микрокаротажное зондирование (МКЗ)	Э-2 №38	Э32КР№7
Кавернометрия (КВ)	Э-2 №37	ПФ-73М №28
Гамма каротаж (ГК)	СРК-1 №33	СРК-01 №100
Нейтронный гамма каротаж (НГК)	СРК-1 №33	СРК-01 №100
Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-п)	МАРК-1 №34	СГП-2"АГАТ"
Акустический каротаж (АК)	АКВ-1 №38	МАК-6 №21
Инклинометрия	ИОН 201	ИОН-1№008
АКЦ	АКВ-1 №35	АКВ-1

В 2010 г скважина 74 пробурена компанией ТОО «НЭК-Сервис». Базовый комплекс проведен ТОО «КазПромГеофизикой»: стандартный каротаж (КС), потенциал самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрия (КВ), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК), инклинометрия, АКЦ.

В 2016-2017 гг скважины 75, 76, 77, 81, 82, 83,84 пробурены компанией ТОО «АП-НАФТА Оперейтинг». Базовый комплекс проведен ТОО «АтырауПромГеофизикой». Полный комплекс ГИС включает методы, которые приведены в таблице 5.4.3.

Таблица 5.4.3 - Перечень геофизических работ, выполненных в 2016-2017гг

Методы	Мнемоника
Гамма каротаж (ГК)	GR
Каверномер (КВ)	CALI
Двухзондовый боковой каротаж (БК1, БК2)	LLS1-LLS2
Зонды КС	GZ3K- PZ
Многозондовый индукционный (ВИКИЗ)	RO05-RO20
Микробоковой каротаж (МБК)	MLL
Самопроизвольная поляризация (ПС)	SP
Нейтрон-нейтронный каротаж (ННКт НГК)	RFTN RNTN
Акустический каротаж (АК)	DT
Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп)	RHOV
Инклинометрия	Azimet Zenit
Термометрия (ТМ)	TM

В 2018-2019 гг скважины 76Б, 85, 92, 93, 95 пробурены компанией ТОО «КМГ-Бурение», где полный комплекс ГИС проведен компаниями АО «Казпромгеофизика», ТОО «Атыраупромгеофизика», ТОО «Атыраугеоконтроль» (табл.5.4.4).

Таблица 5.4.4 - Перечень геофизических работ, выполненных в 2018-2019 гг

Методы	Мнемоника
Гамма каротаж	GR
Каверномер	CALI
Многозондовый боковой каротаж	RLA1- RLA5
Боковой каротаж	RT
Многозондовый индукционный	IKD1F3-IKD5F3
Микробоковой каротаж	RXO
Самопроизвольная поляризация	SP
Нейтрон-нейтронный каротаж	TNPH
Акустический каротаж	DT
Плотностной гамма гамма каротаж	RHOZ
Инклинометрия	Azimet Zenit
Фотоэлектрический каротаж	PEFZ

Анализируя результаты ГИС, полученные при выполнении измерений проведенными комплексами методов, можно отметить следующие особенности.

Качество ПС. Кривая потенциала самопроизвольной поляризации неплохо расчленяет разрез скважин, согласуется с методом ГК, в ряде случаев использовалась для определения глинистости.

Качество электрокаротажа удовлетворительное. Были выполнены различные его модификации: КС кровельным и подошвенным градиент зондами, боковой (двухзондовый), индукционный (двух-, четырех-, пятизондовый), микро- (МБК, МКЗ) каротажи, а также боковое каротажное зондирование (трех-четырёх-, пяти-, шестизондовые) и микробоковой каротаж.

Для определения УЭС коллекторов, характера насыщения и оценки коэффициента нефтенасыщенности использовался боковой каротаж. Боковой каротаж проведен во всех скважинах, а записи кривых БКЗ, ИК, МБК, МКЗ проведены не во всех скважинах.

Качество кавернометрии. Кавернограммы вместе с данными электрометрии дают возможность изучения литологической характеристики разреза скважин. Против коллекторов отмечается сохранение номинального диаметра скважины или незначительная корка.

Качество радиоактивного каротажа. Качество и информативность методов ГК и НГК (ННКт) оценивалось по дифференциации кривых и соответствию их литологической характеристике разреза. Кривая ГК использовалась для расчленения разреза, корреляции и определения глинистости. Кривая НГК (ННКт) использовалась для определения пористости коллекторов.

Следует отметить, что процесс интерпретации затруднило несовершенство аппаратуры нейтронного каротажа в скважине 72, так как в качестве выходных данных

используются кривые скорости счета малого и большого зонда. Полученные кривые необходимо было перевести в коэффициент пористости и ввести необходимые поправки за окружающую среду.

Запись кривой НГК произведена во всех скважинах кроме скважины 72.

Определение коэффициента пористости по нейтронному каротажу (НГК) проводилось в соответствии с методическими указаниями, сначала рассчитывалась нейтронная пористость по уравнению, связывающему пористость и показания аппаратуры НГК в у.е.: $NPPI = (-8.802 + 51.529/NGK + 6.916/(NGK^2))/100$.

Качество акустического каротажа. Метод акустического каротажа неплохо отражают литологическую характеристику разреза. Материалы акустического каротажа использовались в основном для качественной интерпретации, выделения плотных прослоев. В ряде случаев использовалась для определения пористости коллекторов. Запись АК проведена во всех скважинах, кроме скважины 74.

Качество гамма-гамма плотностного каротажа. Качество замеров плотностного каротажа удовлетворительное. Кривые отражают литологию разреза. Кривые использовались в комплексе и самостоятельно для определения пористости в коллекторах. Запись кривой ГГКп не проведена в 7-ми скважинах.

В скважинах был замерен угол отклонения оси ствола скважины от вертикали и направление отклонения. Скважины вертикальные, угол отклонения не превышал 3 градуса, кроме скважины 76Б.

По скв. 76Б скважине с интервала 1300м начинается увеличение угла наклона с 1° С и доходит до интервала 1410 м с углом наклона $6,5^{\circ}$ С, далее к забою угол наклона выравнивался, на забое показания инклинометрии составляет $0,5^{\circ}$ С.

В целом качество материалов АКЦ удовлетворительное.

В целом, выполненный на месторождении комплекс ГИС позволяет выделять пласты-коллекторы и с достаточной степенью точности определить подсчетные параметры: эффективную толщину, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности продуктивных залежей.

Информация о геофизических исследованиях скважин приведена в таблице 5.4.5.

Таблица 5.4.5 - Объем выполненных промыслово-геофизических исследований по скважинам

№ скв	Интервалы исследования, м	ПС	КС	ПЗ	КВ	БК	БКЗ	МБК	ИК	ИК многозондовый	МКЗ	ГК	СТК	НГК	ННК-т	ГГК-п	АК	Термометр	Инклинометрия	АКЦ
2	280-1450	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-
4	690-1305	+	+	-	+	+	-	+	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-
9	1020-1650	+	+	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-
9БИС	350-1420	+	+	+	+	+	-	+	-	5-з	-	+	-	+	-	+	+	+	+	-
10	1080-2000	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	+	-	-	-
11	1040-1705	+	+	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	-	-
18	15-1000	+	+	-	+	+	6-з	+	+	2-з	+	+	-	+	-	-	+	-	+	-
20	50/98-1350	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	+	+
32	10/780-1170	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	+	-	-	-
34	250-1450	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-
45	945-1425	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	+	+
51	100-1310	+	+	-	+	+	-	-	-	2-з	-	+	-	+	-	+	+	-	+	+
52	300/997,8-1300	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	+	+
53	0-1346	+	+	-	+	+	-	-	+	2-з	-	+	-	+	-	+	+	-	+	-
59	300/900-1400	+	+	-	+	+	4-з	-	-	2-з	-	+	-	+	-	+	+	-	+	-
62	290-1026	+	-	+	+	+	3-з	+	-	-	+	+	-	+	-	+	+	+	-	-
66	30-300	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	+	-	+	-	-	-	+	+	+
	300-1100	+	+	+	+	+	5-з	+	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-
70	245-763	-	+	+	+	+	4-з	+	-	5-з	+	+	-	+	-	+	+	+	+	-
72	395,6-1279	+	+	-	+	+	4-з	+	+	-	+	+	-	-	б. и м.з.	+	+	-	-	-
73	350,9-1250	-	+	+	+	+	4-з	-	-	5-з	+	+	-	+	-	+	+	-	+	2.59-388.29
74	0-410	+	+	-	+	-	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	-	73.4-409.6
	410-1245	+	+	-	+	+	-	+	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	50.5-1190.2
75	295-1250	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	+	5-з	+	+	-	+	б. и м.з.	+	+	+	+	+
76	395-1700	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	-	+	-	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
76Б*	1291-1675	+	+	+	+	+	5-з	+	-	5-з	-	+	-	+	-	+	+	+	+	-
77	405-1268	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	+	+	+	+	б. и м.з.	+	+	-	+	-
81	400-1300	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	-	+	+	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
82	401,0-1299,0	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	+	+	+	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
83	394,6-1320,0	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	4-з	+	+	+	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
84	400,0-1540	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	+	+	+	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
85	246,67-2400	+	+		+	+				+		+	+	+	+	+	+	+	+	+
92	401,3-1251	+	+		+	+		+		+	+	+		+	б. и м.з.	+	+	+	+	+
93	398,5-1256	+	+		+	+		+		+	+	+		+	б. и м.з.	+	+	+	+	+
95	398,8-1241,5	+	+		+	+		+		+	+	+		+	б. и м.з.	+	+	+	+	+

В графе ИК, БКЗ «2-з», «4-з», «5-з», «6-з» – двух-, четырех-, пяти-, шестизондовая установки; * - 76Б (боковой ствол)

Таблица 5.4.6 -Результаты интерпретации материалов ГИС

№скв.	Интервал коллектора, м				БК, Омм	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Интервал опробования, м		Результаты опробования, м³/сут
	кровля	подошва	нефть	вода				кровля	подошва	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	1066,2	1068,5	2,3		1,29	0,26	0,50	1063,0	1072,0	Qн=3,84
	1075,1	1077,0	1,9		2,08	0,28	0,60	1072,0	1082,0	Qн=3,3
	1080,2	1082,0	1,8		1,86	0,27	0,55			
	1090,3	1092,1	1,8		2,83	0,27	0,60	1090,0	1092,0	Qн=94,8
9	1337,5	1339,4	1,9		8,26	0,25	0,78	1335,0	1341,0	Qн=4,89
	1349,1	1351,0	1,9		5,36	0,24	0,68	1347,0	1355,0	Qн=2,4
	1352,1	1353,7	1,6		12,8	0,23	0,78			
	1364,1	1366,5	2,4		8,50	0,18	0,66	1362,0	1367,0	Qн=1,014
	1371,9	1373,6	1,7		4,20	0,27	0,68	1372,0	1374,0	
9 БИС	1334,2	1334,9	0,7		2,96	0,19	0,51	1334,0	1353,0	Qн=2,60
	1335,3	1337,9	2,6		4,28	0,26	0,71			
	1359,2	1361,3	2,1		3,78	0,20	0,59	1357,0	1364,0	
	1362,0	1363,7	1,7		2,80	0,20	0,57			
20	1174,8	1177,4	2,6		4,41	0,17	0,53	1174,0	1176,0	Qн=24
73	1167,8	1170,6	2,8		8,13	0,21	0,70	1169,0	1180,0	Qн=28
	1171,0	1172,4	1,4		5,14	0,22	0,65			
	1172,9	1174,7	1,8		4,01	0,21	0,60			
	1176,1	1181,8	5,7		13,3	0,27	0,82			
73	1172,9	1174,7	1,8		4,01	0,21	0,60	1174,0	1178,0	Qн=13,07 Qв=2,43
	1176,1	1181,8	5,7		13,3	0,27	0,82			
	1176,1	1181,8	5,7		13,3	0,27	0,82	1174,0	1183,0	Qн=42
	1182,4	1183,9	1,5		5,66	0,24	0,68			
	1187,8	1194,3	6,5		8,41	0,23	0,72	1188,0	1194,0	Qн=28
	1198,1	1207,0	8,9		5,40	0,23	0,65	1198,0	1201,0	Qн=13,07 Qв=2,43
	1198,1	1207,0	8,9		5,40	0,23	0,65	1199,0	1204,0	Qн=42
75	1190,0	1192,6	2,6		2,15	0,20	0,47	1190,9	1192,9	Qн=12
	1193,9	1196,5	2,6		3,30	0,25	0,61	1193,8	1196,4	
76	1624,4	1626,8	2,4		10,0	0,22	0,73	1624,0	1627,0	Qн=3

Продолжение табл.5.4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
76Б	1622,2	1625,1	2,9		9,58	0,24	0,77	1624,0	1624,0	Q _н =4,6
77	1197,1	1198,0	0,9		3,44	0,17	0,52	1197,0	1208,0	Q _н =30
	1199,0	1200,1	1,1		4,36	0,20	0,61			
	1200,6	1203,5	2,9		7,78	0,24	0,73			
	1204,4	1206,0	1,6		4,51	0,23	0,64			
	1206,7	1211,2	4,5		4,12	0,22	0,60			
81	1113,7	1119,7	6,0		6,57	0,26	0,74	1113,0	1118,0	Q _н =24
	1120,6	1126,7	6,1		5,74	0,27	0,72	1118,0	1123,0	Q _н =20
82	1116,8	1125,7	8,9		2,87	0,25	0,59	1116,0	1123,0	Q _н =20,6
83	1119,0	1124,2	5,2		3,70	0,26	0,63	1119,0	1123,0	Q _н =12
84	1119,3	1126,9	7,6		2,55	0,24	0,54	1119,0	1127,0	Q _н =15,12
20	1174,8	1177,4	2,6		4,41	0,17	0,53	1175,0	1177,0	Q _н =7,21 Q _в =0,79
	1180,4	1186,7	6,3		8,60	0,21	0,71	1179,0	1186,0	
	1187,2	1193,9	6,7		8,20	0,20	0,69	1186	1196	Q _н =80 Q _н =12
	1194,5	1198,0	3,5		5,79	0,20	0,64			
	1199,6	1200,5	0,9		1,37	0,15	б/о	1198	1202	Q _н =0,8 Q _в =3,5
	1200,5	1205,4		4,9	0,48	0,22	0,00			
10	1100,4	1102,1		1,7	0,88	0,25	0,20	1100	1150	Пластовая вода
	1106,9	1109,0		2,1	0,78	0,21	0,03			
	1110,4	1112,2		1,8	0,95	0,19	0,03			
	1115,3	1116,4		1,1	0,91	0,24	0,19			
	1117,4	1119,1		1,7	0,91	0,20	0,06			
	1119,9	1120,9		1,0	0,91	0,19	0,02			
	1121,4	1122,5		1,1	0,90	0,23	0,02			
	1124,5	1125,4		0,9	1,06	0,27	0,33			
	1468,3	1471,1		2,8	0,69	0,24	0,06	1427	1500	Пластовая вода
	1487,4	1489,1		1,7	0,80	0,20	0,01			
	1490,0	1491,3		1,3	0,81	0,24	0,12			
	1492,0	1494,1		2,1	0,77	0,23	0,07			
32	994,0	999,4		5,4	0,54	0,28	0,07	995	1005	Q _в =124,3
	1000,0	1005,4		5,4	0,49	0,28	0,05			

Продолжение табл.5.4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
85	2097,3	2101,1	3,8			0,15	0,46			За период испытаний добыто 13 м3 нефти, 111,8 тыс.м3 газа (по счетчику)
	2106,7	2121,8	15,1		1,07	0,12	0,09	2109	2119	
	2125,2	2130,6	5,4		0,96	0,17	0,11	2127	2140	
92	1194,2	1194,8	0,6		1,09	0,27	0,34	1194	1201	Слабый приток нефти
	1195,6	1196,2	0,6		1,03	0,26	0,32			
	1198,1	1198,9	0,8		1,37	0,16	0,4			
	1199,5	1200,4	0,9		1,22	0,23	0,36			
93	1126,7	1131,4	4,7		1,40	0,23	0,39	1126,7	1131,4	Qн=11,3
	1139,7	1141	1,3		1,01	0,25	0,18			
	1141,8	1142,5	0,7		0,77	0,29	0,24			
	1143,9	1145,5	1,6		0,86	0,23	0,15			
95	1213,7	1215,9	2,2		1,63	0,22	0,19	1199-1204, 1207-1209, 1213-1216		Qв=6,7

5.5. Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин

Испытание перспективных объектов, выявленных по данным ГИС в разрезе скважин, производилось с целью: вызова притока; определения типа пластовых флюидов; отбора представительных поверхностных и глубинных проб; определения дебита, замера пластового давления, температуры и других показателей, необходимых для расчета основных гидродинамических параметров пласта: коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности и др.

Интервалы опробования и испытания уточнялись по данным промыслово-геофизических исследований и другим данным.

Испытание в эксплуатационной колонне проводилось снизу-вверх. Вскрытие перспективных горизонтов в эксплуатационной колонне производилось кумулятивными зарядами производства «Шлюмберже», «Бейкер Хьюс» и компаний Российской Федерации с плотностью отверстий от 10 до 20 отверстий на погонный метр. Интервалы перфорации контролировались проведением ГК.

Перед перфорацией устье скважины оборудовались задвижкой высокого давления (противовыбросовая перфораторная задвижка), которая до установки на устье тщательно проверялась и опрессовывалась на давление, равное пробному давлению. После установки на устье скважины задвижка вновь опрессовывалась на давление, не превышающее допустимое для спущенной эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформлялись актом.

После выполнения прострелочно-взрывных работ на каротажном кабеле (перфорация) производился спуск насосно-компрессорных труб до верхнего отверстия фильтра. Устье скважины оборудовались фонтанной арматурой, которая до установки на устье подвергалась гидравлическому испытанию на пробное давление, вдвое больше паспортного рабочего давления. После установки фонтанной арматуры на устье скважины, при закрытых нижней стволовой и боковой задвижках, верхняя часть ее испытывалась на давление, равное пробному давлению. Опрессовка фонтанной арматуры осуществлялась через отверстие для манометра на буфере с выдержкой давления в течение 10 минут.

Испытание каждого объекта производилось методом снижения противодействия на пласт – свабиrowание, компрессирование, замена глинистого раствора в скважине на техническую, пресную воду, нефть поэтапно до выхода пластового флюида.

В зависимости от полученного характера притока флюида испытание скважины производилось методом установившихся или неустойчивых отборов.

В случае фонтанирования производилось определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойного давления и температуры на трех режимах.

При получении из объекта нефти производились исследования методом установившихся отборов. Перед производством исследования скважину пускали на отработку для очистки призабойной зоны от бурового раствора, фильтрата и т.д.

После отработки исследования проводились, начиная от меньшего дебита пластового флюида до более высокого дебита. Исследования скважин проводились не менее чем на 3-5 режимах прямого хода. Скважину после изменения режима оставляли на 12-24 часа до стабилизации устьевых давлений, после чего измеряли дебит, забойное давление.

При опробовании методом свабирования производились комплекс исследовательских работ: замеры дебитов нефти, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После достижения максимально допустимого дебита исследования повторялись в обратном порядке на 2-3 режимах. Пластовое давление со снятием кривых восстановления должно быть замерено 2 раза: первый раз в начале исследования (после окончания отработки) и второй раз – в конце исследования (при обратном ходе).

Разобщающие мосты в процессе испытания скважин устанавливались для изоляции нижележащего объекта (испытание которого закончено) при переходе на испытание вышележащих. После ОЗЦ (перед перфорацией очередного объекта) установленный мост испытывались на герметичность путем снижения гидростатического столба промывочной жидкости на величину большую, заданной депрессии при испытании следующего объекта.

До испытания на герметичность и после него мосты проверялись на прочность путем передачи на него нагрузки насосно-компрессорных труб со специально оборудованным низом.

В скважинах 20, 73, 75, 77, 81, 85 проводились гидродинамические исследования ТОО «Алстрон», АО «Компания ГИС», ТОО «Атыраупромгеофизика». По скважинам 4, 9, 9БИС, 20, 73, 75, 76, 77, 81, 83, 84 проводились исследования глубинных и поверхностных проб нефти в лабораториях ТОО «КазНИГРИ», ТОО «Каспиймунайгаз», ТОО «КазИнРусс-трейдинг», «Везерфорд-КЭР». В скважинах 4, 9, 9БИС, 10, 20, 32, 45, 73, 75, 76, 77, 81, 83, 84, 92, 93, 95 опробованы горизонты в среднетриасовых отложениях.

Испытания скважины 85 проводились в сложных геологических условиях, что объяснялось аномальным пластовым давлением до 473 атм.

Были проведены испытания в двух объектах:

I объект (12.07-26.06.2019 г, интервал 2201,5-2212,5 м) – получены притоки газа, на 3,97мм штуцере $Q_{г}=3818,8$ м³/сут, на 5,56мм штуцере – $Q_{г}= 3633,1$ м³/сут, на 7,14мм штуцере – $Q_{г}=3767$ м³/сут.

II объект (27.09-14.10.2019 г, интервал 2109-2119, 2127-2140 м) – получены притоки газа, жидкости (бур.раствор и техническая вода), нефти, на 12мм штуцере $Q_{ж}=1,0$ м³/сут, $Q_{г}=9582$ м³/сут; на 5мм штуцере - $Q_{ж}=2,3$ м³/сут, $Q_{г}=9840$ м³/сут, на 9мм штуцере $Q_{ж}=1,42$ м³/сут, $Q_{г}=9381$ м³/сут.

Вскрытый в интервале глубин 2097,3-2101,1м пласт-коллектор, оцененный по данным ГИС как содержащий углеводороды с $K_{нг}=46.0\%$, с эффективной пористостью 15.0% не испытан из-за аварийного состояния скважины 85 в связи с появлением межколонных давлений, поэтому дальнейшее освоение скважины является проблематичным.

Результаты опробования приведены в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1 - Результаты опробования скважин

№ скв.	Начало конец испытания	Интервал опробования и испытания, м				Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Способ вскрытия горизонта/Тип перф-ра/Тип заряда	Способ опробования горизонта	Диаметр шпунера (диаметр шайб), мм	Фактич. время работы шпунца, в час	Давление, МПа				Депрессия, МПа	Дебиты, м³/сут			Среднединамиче- ский уровень, м	Статический уровень, м	Пластовая температура, °С	Примечание
		по каротажу		в абс.отметках								пластовое	забойное	заглубное	трубное		нефти	газа	воды				
		кровля	подошва	кровля	подошва																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Юго-восточное крыло																							
Горизонт J₃-I																							
62	22.07.2007г 03.08.2007г	367.5	370.0	-311.8	-314.3	-	73х350	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	сваб.	-	-	-	1.02	-	-	-	0.4032		1.613	-	110	-	
Северо-западное крыло																							
Горизонт T₂-I. Пласт А																							
4	06.02.1991г 17.02.1991г	1090.0	1092.0	-1018.5	-1020.5	1128.0	73х848	ПКС-80 13 отв. п.м.	просле- живание уровня	-	-	-	9.54	-	-	-	94.8		-	607.5	164	38	
4	18.03.1991г 22.03.1991г	1072.0	1082.0	-1000.5	-1010.5	1085.0	73х1038	ПКС-80 13 отв. п.м.		-	-	-	5.84	-	-	-	3.3		-	909.0	-	39	
4	23.03.1991г 06.04.1991г	1063.0 дострел	1072.0	-991.5	-1000.5	1085.0	73х1038	ПКС-80 13 отв. п.м.		-	-	-	7.7	-	-	-	3.84		-	845.0	-	39	
Горизонт T₂-I. Пласт В																							
4	22.01.1991г 29.01.1991г	1146.0	1148.0	-1074.5	-1076.5	1156.0	73х1133	КПРУ-65 10 отв. п.м.	прослеж. уровня	-	-	-	12.1	-	-	-	-		56.4	956.5	102	40	плот.воды 1,145 г/см³
81	29.01.2017г	1118.0	1123.0	-1057.0	-1062.0	1270	73х987	ЗПКО-114	фонтан.	3	-	-	-	1.3	1.1	-	20.0		-	-	-	-	
81	26.03.2017г	1113.0	1118.0	-1052.0	-1057.0	1270	73х987	13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	5.2	1.6	-	24.0		-	-	-	-	
82	03.04.2017г	1116.0	1123.0	-1054.4	-1061.4	1160	73х1102	ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	2.0	1.8	-	20.6		-	-	-	-	
83	09.03.2017г	1119.0	1123.0	-1058.5	-1062.5	1164	73х1101	ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	1.0	1.0	-	12.0		-	-	-	-	
84	17.03.2017г	1119.0	1127.0	-1065.2	-1073.2	1160	73х1105	ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	1.45	0.9	-	15.12		-	-	-	-	
93	20.08.2019	1126.7	1131.4	-1055.9	-1060.6	1140		ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	прослеж. уровня								11						
Горизонт T₂-II																							
77	02.12.2016г	1197.0	1208.0	-1132.5	-1143.5	1250.0	-	-	фонтан.	3	-	-		2.0	2.6		30		-	-	-		
92	17.08.2019	1194.0	1201.0	-1135.2	-1142.2	1240.0		ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	прослеж. уровня								сл.прит ок						
Горизонт T₂-III																							
9	05.10.1990г 08.12.1990г	1372.0	1374.0	-1319.5	-1321.5	1396.0	73х1362	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	6	-	-	2.7	-	-	-	1.014		-	1309.0	1069	-	
9	08.12.1990г 19.01.1991г	1347.0 1362.0	1355.0 1367.0	-1294.5 -1309.5	-1302.5 -1314.5	1368.0	73х1342	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	6	-	-	10.4	-	-	-	2.4		-	796	317	-	
9	19.01.1991г 05.02.1991г	1335.0	1341.0	-1282.5	-1288.5	1343.0	73х1324	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	6	-	-	8.7	-	-	-	4.89		-	1079.5	-	-	
9БИС	16.06.2006г 20.06.2006г	1334.0	1353.0	-1282.0	-1301.0	1380.0	73х1340	Инникор RDX4,5 17отв. п.м.	прослеж. уровня	-	-	10	-	-	-	-	2.60		-	400.0	282.0	-	
		1357.0	1364.0	-1305.0	-1312.0																		

Продолжение таблицы 5.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	23	24	
Горизонт Т ₂ -I (пласт Б+Т ₂ -II+Т ₂ -III)																							
10	1991г	1100.0 1427.0	1150.0 1500.0	-1059.0 -1386.0	-1109.0 -1459.0	1200 1550	73х1080	ПКС-80 13 отв. п.м.	-	-	-	-	-	-	-	-	Пластовая вода	-	-	-	-	-	
Горизонт Т ₂ -V																							
76	26.01.2017г	1624.0	1627.0	-1566.8	-1569.8	1660.0	73х1600	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	фонтан.	3	-	-	-	9.7	7.8	-	3.0	-	-	-	-	-	
76Б	09.03.2018г	1624 ^{0.66}	1626 ^{0.66}	-1566.1	-1568.1	1651.0		ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	фонтан.	7	-	-	-	4.7	3.9	-	4.6	-	-	-	-	-	
Юго-западное крыло																							
Горизонт Т ₂ -I. Пласт А																							
32	29.01.2006г 04.02.2006г	946.0	954.0	-870.5	-878.5	980.0	73х940	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	5.5	-	-	-	плот.воды 1,15г/см ³	
Горизонт Т ₂ -I. Пласт Б																							
45	08.01.1994г 31.01.1994г	1100.0	1103.0	-1030.5	-1033.5	1121.0	73х940	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	Притока нет	-	-	-	-	-	
45	13.04.1994г 28.04.1994г	1091.0 1100.0	1097.0 1102.0	-1021.5 -1030.5	-1027.5 -1032.5	1121.0	73х1080	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	Притока нет	-	-	-	-	-	
Горизонт Т ₂ -I. Пласт А+Б																							
95	02.10.2019	1199.0 1207.0 1213.0	1204.1 1209.0 1216.0	-1123.8 -1131.8 -1137.8	-1128.9 -1133.8 -1140.8	1239		ЗПКО-114 10 отв.на 1п.м	просл.еж. уровня									6.7					
Горизонт Т ₂ -I. Пласт В																							
20	11.09.1991г 11.12.1991г	1174.0	1176.0	-1100.7	-1102.7	1179.7	73х1163	ПКС-80 13 отв. п.м.	просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	24.0	-	710	-	-	-	
20	26.07.1991г 13.08.1991г	1198.0	1202.0	-1124.7	-1128.7	1230.0	73х908	ПКС-80 13 отв. п.м.	просл.еж. уровня	-	-	-	13.2	-	-	-	0.8	3.5	935	20	-	-	
20	14.08.1991г 28.08.1991г	1186.0	1196.0	-1112.7	-1122.7	1196.4	73х1172	ПКС-80 13 отв. п.м.	фонтан.	3 5 7	- - -	- - -	12.0 11.4 10.9	2.2 1.5 1.0	- 1.0 0.6	- - -	24.4 52.0 80.0	- - -	- - -	- - -	37.5	-	
20	11.04.2006г 12.04.2006г	1186.0	1196.0	-1112.7	-1122.7	1197.0	73х1172	ПКС-80 13 отв. п.м.	просл.еж. уровня	3	-	-	-	-	0.6	-	12.0	-	300	-	-	-	
20	20.11.2017г 29.11.2017г	1175.0 1179.0	1177.0 1186.0	-1101.7 -1105.7	-1103.7 -1112.7	1187.0			просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	7.21	0.79	-	-	-	-
32	23.03.1993г 03.04.1993г	995.0	1005.0	-919.5	-929.5	1052.0	-	-	просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	124.3	-	-	-	плот.воды 1,15г/см ³	
45	13.11.1993г 20.12.1993г	1127.0	1132.5	-1057.5	-1063.0	1148.6	-	-	просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	48	710	-	-	плот.воды 1,15г/см ³	
73	20.05.2007г 23.05.2007г	1174.0 1188.0 1199.0	1183.0 1194.0 1204.0	-1099.0 -1113.0 -1124.0	-1108.0 -1119.0 -1129.0	1240.0	73х1172	ПКС-80 13 отв. п.м.	фонтан.	3 5 7	9.3 11.0 10.0	12.7	12.3 10.7 10.4	- - -	- - -	- - -	16.0 27.0 42.0	- - -	- - -	- - -	- - -	-	
73	15.10.2016г 18.10.2016г	1169.0 1188.0	1180.0 1194.0	-1094.0 -1113.0	-1105.0 -1119.0	1207.0	73х1172	ЗПК-114 отв. п.м.	13	фонтан.	7		-	-	-	-	-	28.0	-	-	-	-	
73	01.11.2017г 12.11.2017г	1174.0 1198.0	1178.0 1201.0	-1099.0 -1123.0	-1103.0 -1126.0	1204.0	73х1172	ЗПК-114 отв. п.м.	13	просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	13.07		2.43	-	-	-	
75	01.11.2016г 09.11.2016г	1190.9 1193.8	1192.9 1196.4	-1114.4 -1117.3	-1116.4 -1119.9	1240.0	73х1172	ЗПК-114 отв. п.м.	13	просл.еж. уровня	-	-	-	-	0	0	-	12.0		-	754	-	
Вне горизонта (среднетриасовые отложения)																							
53	26.07.1993г	1172.0	1178.0	-1112.0	-1118.0	-	-	КИИ-146	просл.еж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	Приток пласт.воды	-	-	-	-	
РТ																							
85	26.06.2019	2201.5	2212.5	-2142.4	-2153.4	2227.0	89х2199. 5	DP2 HMX/St- 110отв	фонтан.	3.97	-	-	-	-	-	-	-	3818.8			-	-	-
										5.56								3633.1					
										7.14								3767					
	27.09- 14.10.2019	2109 2127	2119 2140	-2049.9 -2067.9	-2059.9 -2080.9	2227			фонтан.	9	-	-	-	50 105 18	40 96 0	-	за весь период добыто 13м3 нефти, 111799м3 газа			-	-	-	
										5													12

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

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

Всего керн отобран в 23 скважинах, из них на северо-западном крыле – в 10 скважинах (4, 9, 9БИС, 10, 11, 59, 76, 77, 81, 85), на юго-западном крыле – в 9 скважинах (20, 34, 51, 52, 53, 72, 73, 74, 75), на северо-восточном крыле – в 2 скважинах (2, 18), на юго-восточном крыле – в 2 скважинах (62, 66).

Исследования выполнены по керну из скважин 62, 66, 72, 73, 75, 85, включая дополнительные исследования по скв.76, 77, 81.

Всего проанализировано 184 образца. Количество проанализированных образцов в юрских отложениях составляет 31 образец, в том числе 7 образцов из горизонта J₃-I, пермотриасовые подкарнизные отложения изучены по 18 образцам (скв.85).

По триасовым проанализировано всего 135 образцов: из них 34 образца приходится на пласт А горизонта T₂-I, 49 образцов на пласт В (гор. T₂-I) и 15 образцов на горизонта T₂-II. Между продуктивными горизонтами оказались 37 образцов.

Следует отметить, что керн из новых скважин, пробуренных к ОПЗ-2017 г (9БИС, 62, 66, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 81) отобран с хорошим выносом 79% против 38% и представительность пород-коллекторов выше.

Керн на месторождении отбирался колонковыми бурами марки СДК-1 и КТД. Интервал долбления колебался от 4 до 10 м, редко 15 м

Общее количество, отобранного керна боковым грунтоносом, по скважинам 9, 20 составляет 152.

Освещенность керном стратиграфических комплексов представлена в таблице 5.6.1.

Проходка с отбором керна выполнена по стратиграфическим подразделениям начиная с нижнемеловых и кончая нижнепермскими отложениями. Верхний мел керном не освещен.

Вскрытая толща всего по отложениям составляет 32583 м, проходка с отбором керна – 983,8 м, вынос керна – 460,28 м, что составляет 46,47% от проходки.

Отбором керна освещены горизонты: J₃-I, T₂-I (пласты А, Б, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V, РТ.

В пределах горизонтов отобрано 98 образцов керна: J₃-I – 7 образцов, T₂-I (пласт А) – 24 образца, T₂-I (пласт В) – 49 образца, РТ – 18 образцов, из них представительными являются 84 образца.

Таблица 5.6.1 - Освещенность керном стратиграфических комплексов

Система	Отдел	Ярус	Вскрытая толщина, м	Проходка с отбором керна, м	Освещенность вскрытой толщины проходкой, %	Вынос керна, м	Освещенность выносом керна вскрытой толщины, %	Вынос керна от проходки отбором керна, %
Меловая	Верхний	K ₂	610,5	-	-	-	-	-
	Нижний	Альбский – K _{1al}	3126	-	-	-	-	-
		Аптский – K _{1a}	1246	5	0,40	4,33	0,35	86,6
		Барремский – K _{1br}	3654	31	0,85	8,8	0,24	28,4
		Готеривский – K _{1g}	1870,1	15	0,80	7,85	0,42	52,3
Юрская	Верхний	J ₃	1011,5	14	1,38	10,8	1,06	77,1
	Средний	J ₂	9208,3	103,55	1,12	40,67	0,44	39,2
	Нижний	J ₁	1707,7	66	3,86	31,2	1,82	42,7
Триасовая	Средний	T ₂	8903,9	688,3	7,73	329,62	3,70	47,8
Пермская	Нижний	Кунгурский – P _{1k}	933	53	5,68	20,25	2,17	38,2
		Пермтриасовая (подкарнизная) - РТ	312	8	2,56	6,78	2,17	84,75
Всего по месторождению			32583	983,8	3,02	460,28	1,40	46,47

В таблице 5.6.2 приведены сведения о видах исследований, выполненных по керну и организациях, проводивших эти работы.

Представление о соотношении литологических разностей в отобранном керне по продуктивным комплексам даёт таблица 5.6.3, где показан вынос глины и песчано-алевролитовых пород, представляющих, судя по описанию предположительно коллектора. Более 50% вынесенного керна приходится на породы-неколлекторы - глины, угли, ангидриты и т.д.

По литологическому описанию керна, породы-коллекторы, слагающие триасовые горизонты, представлены терригенными породами – песчаниками и алевролитами.

Песчаник средне-, мелкозернистый, с порово-пленочным цементом, полевошпато-кварцево-граувакковый, карбонатный. Текстура – однородная до не яснослоистой. Обломки сложены зернами кварца, плагиоклаза, полевых шпатов, слюд, хлорита, глауконита, обломками пород.

Алевролит крупнозернистый, с порово-пленочным цементом, полевошпато-кварцево-граувакковый, карбонатный. Текстура – однородная до неяснослоистой. Обломки сложены зернами кварца, плагиоклаза, полевых шпатов, слюд, хлорита, глауконита, обломками пород.

Таблица 5.6.2 - Лабораторные исследования керна

Виды исследования	Количество образцов				По организациям				Всего	Скважины
Отложения	мел	юра	триас	пермь	Геол. инст. К.И.Сатпаева	ТОО «КазНИГРИ»	ТОО «Везерфорд-КЭР»	ТОО «Резервуар Ивэлюэйшн Сервис»		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Литолого-петрографические исследования										
Литологическое описание керна	10	56	185	35	-	-	18	-	268	2, 4, 9, 10, 11, 18, 34, 52, 53, 59, 51, 62, 66, 72, 74, 75, 76, 77, 81, 85
Макроописание керна	-	23	132	1	-	-	-	-	156	76, 77, 81
Литологическое описание керна, отобранного боковым грунтоносом	-	-	152	-	-	-	-	-	152	9, 20
Седиментологическое описание керна	-	3	7	-	-	-	-	10	10	9БИС, 62, 66, 72, 73
Послойное литологическое описание керна	-	8	21	-	21	8	-	-	29	62, 66, 72, 73, 75
Описание шлифов	-	10	72	-	41	8	33	-	82	62, 66, 72, 73, 75, 76, 77, 81
Описание шлама	40	33	44	119	-	-	236	-	236	76, 77
Рентгенодифрактометрический анализ	-	1	10	-	11	-	-	-	11	62, 72, 73
Рентгенографический анализ	-	-	33	18	-	-	51	-	33	77, 85
Термический анализ	-	3	5	-	8	-	-	-	8	66, 72
Определение минералогического состава горных пород иммерсионным способом	-	9	23	-	32	-	-	-	32	62, 66, 72, 73
Палеонтологические исследования (фораминиферы)	-	4	25	-	29	-	-	-	29	62, 66, 72, 73
Споро-пыльцевой анализ	-	9	27	-	36	-	-	-	36	62, 66, 72, 73
Палинологические исследования	-	-	5	-	-	5	-	-	5	75
Микрофаунистические исследования	-	-	3	-	-	3	-	-	3	75
Фотографии керна	-	32	144	16	100	45	47	-	176	62, 66, 72, 73, 75, 76, 77, 81, 85
Фотографии шлифов	-	6	63	7	20	16	40	-	69	66, 72, 73, 75, 76, 77, 81, 85

Продолжение табл.5.6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Стандартные исследования керна										
Открытая пористость	-	31	131	18	44	8	132	-	166	62, 66, 72, 73, 75, 76, 77, 81, 85
Полная пористость	-	15	29	18	44	-	18	-	44	62, 66, 72, 73, 85
Объемная плотность	-	15	37	-	44	8	-	-	52	62, 66, 72, 73, 75, 76, 77, 81
Минералогическая плотность	-	31	131	-	44	8	110	-	162	62, 66, 72, 73, 75, 76, 77, 81
Нефтенасыщенность в % к объему пор	-	-	27	-	19	8	-	-	27	72, 73, 75, 76, 77, 81
Остаточная водонасыщенность	-	-	10	-	2	8	-	-	10	62, 66, 72, 73, 75, 76, 77, 81
Карбонатность	-	19	55	18	34	8	50	-	74	62, 66, 72, 73, 75, 76, 77, 81, 85
Газопроницаемость	-	14	117	-	18	8	105	-	131	73, 75, 76, 77, 81
Гранулометрический состав	-	19	55	18	34	8	50	-	74	62, 66, 72, 73, 75, 76, 77, 81
Специальные исследования керна										
Электрические свойства и капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны	-	4	40	5	-	-	48	-	43	76, 77, 81, 85
Кривые капиллярного давления нагнетанием ртути в образец	-	3	40	5	-	-	48	-	43	76, 77, 81, 85
Спектрометрический гамма каротаж керна	-	1	5	-	-	-	6	-	6	76, 77, 81
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода	-	2	16	-	-	-	18	-	18	76, 77, 81
Смачиваемость пород методом центрифугирования	-	2	16	4	-	-	22	-	18	76, 77, 81, 85
Ядерно-магнитный резонанс		1	17	-	-	-	18	-	18	76, 77, 81

Таблица 5.6.3 - Содержание литологических разностей по керну

Возраст	Вынос керна	Пески, песчаники		Алевриты		Конгломераты		Глины, аргиллиты		Известняки		Уголь		Ангидрит		Соль	
	м	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%
Мел	20,98	0,4	1,91	-	-	-	-	20,53	97,86	-	-	0,05	0,24	-	-	-	-
Юра	82,67	21,89	26,48	2,8	3,39	-	-	57,98	70,13	-	-	-	-	-	-	-	-
Триас	329,62	163,25	49,53	3,96	1,20	1	0,30	157,69	47,84	1,3	0,39	-	-	-	-	2,4	0,73
Пермь	27,03	-	-	6,78	25	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	1,48	19,85	73,4
Итого:	460,28	185,5	40,91	13,54	2,94	1	0,22	236,20	52,08	1,30	0,29	0,05	0,01	0,4	0,09	22,25	4,91

Таблица 5.6.4 - Результаты анализов кернa по скважинам 62, 72, 73, 75, 77, 81, 85

№ скв.	Номер образца	Стратиграфия	Горизонт	Глубина, м	№ керна	Объемная плотность, г/см3	Минералогическая плотность, г/см3	Открытая пористость, %	Полная пористость, %	Газопроницаемость, Мд	Проницаемость по газу		Кпр для использования	Нефтенасыщенность, в % к объему пор	Ост.водонасыщенность, в %	Распределение размера частиц, %									Карбонатность	Лаборатория
											Кпр (мД)	Кп (мД)				1	2	1-0.5	0.5-0.25	0.25-0.125	0.125-0.063	0,063-0,002	<0.002	<0.063		
																Гравий	Песок					Алевролит	Глина	Алевролит +глина		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22				23	24
Северо-западное крыло																										
77	18ds	T2	T2-I-A	1056,92	2		2,67	31,92			311	288	311			0	0	0	18	24,2	10,9	42,6	4,3	46,9	0	ТОО "Везерфорд-КЭР"
	19	T2	T2-I-A	1057,23	2		2,69	31,5			240	221	240													
	20ds	T2	T2-I-A	1057,94	2		2,68	21,32			13,92	11,31	13,92			0	0	0	0	0	3,3	86,7	10	96,7	3,34	
	21	T2	T2-I-A	1058,29	2		2,71	23,7			28,77	24,59	28,77													
	24ds	T2	T2-I-A	1059,76	2		2,69	22,47			2,381	1,589	2,381			0	0	0	0	6,8	22,2	63,6	7,4	71	8,52	
	25	T2	T2-I-A	1060,2	2		2,69	16,38			4,779	3,5	4,779													
	26ds	T2	T2-I-A	1060,76	2		2,71	22,67			1,391	0,965	1,391			0	0	0	0	0	0	91,1	8,9	100	3,52	
	28ds	T2	T2-I-A	1061,82	2		2,72	24,52			9,765	7,703	9,765			0	0	0	0	0	0	92,5	7,5	100	4,03	
	29	T2	T2-I-A	1062,13	2		2,72	19,05			33,82	29,17	33,82													
	30ds	T2	T2-I-A	1062,74	2		2,78	24,28			158	143	158			0	0	0	0	0	0	89	11	100	2,36	
	31	T2	T2-I-A	1063,08	2		2,75	19,21			4,743	3,466	4,743													
	33ds	T2	T2-I-A	1065,65	3		2,68	30,76			46,99	40,68	46,99			0	0	3,9	35,2	18,6	9,2	29,6	3,5	33,1	16,24	
	35	T2	T2-I-A	1066,07	3		2,67	29,6			214	196	214													
36ds	T2	T2-I-A	1066,79	3		2,68	30,61			138	124	138			0	0	0,9	24,5	22,2	17	33,1	2,3	35,4	0		
	37	T2	T2-I-A	1067,22	3		2,68	30,15			212	194	212													
	38ds	T2	T2-I-A	1067,73	3		2,68	30,98			71,85	63,05	71,85			0	1,7	13,7	34,5	19,1	7,7	21,4	1,9	23,3	31,47	
	39	T2	T2-I-A	1068,19	3		2,71	32,32			207	189	207													
	40ds	T2	T2-I-A	1068,83	3		2,66	34,67			2181	2099	2181			0	7,4	31,2	42	5,1	3,2	10	1,1	11,1	0,03	
Среднее значение по T2-I пласт А:							2,7	24,73				215,5			0	0,91	4,97	15,42	9,60	7,35	55,96	5,79	61,75	6,95		
Общее кол-во образцов по горизонту – 24 (представит.-18)																										
81	1	T2	T2-I-B	1112,82	1		2,73	35,34			684	645	684												ТОО "Везерфорд-КЭР"	
	2ds	T2	T2-I-B	1112,94	1		2,74	33,5			558	523	558			0	0	0	19,1	31,8	12,3	33,4	3,4	36,8		4.6
	3	T2	T2-I-B	1113,31	1		2,72	35,82			786	743	786													
	4ds	T2	T2-I-B	1113,87	1		2,67	30,04			793	750	793			0	0	0,3	30,4	25,5	10,1	30,5	3,2	33,7		
	5	T2	T2-I-B	1114,1	1		2,72	33,71			656	618	656													
	6ds	T2	T2-I-B	1114,8	1		2,74	32,14			754	713	754			0	0	2,9	36,1	23,4	9,2	26,2	2,2	28,4		
	7	T2	T2-I-B	1115,14	1		2,73	34,79			605	569	605													
	8ds	T2	T2-I-B	1115,99	1		2,73	31,13			450	420	450			0	0	3,7	38,2	25	9,1	21,9	2,1	24		0
	9	T2	T2-I-B	1116,47	1		2,73	36,96			783	741	783													
	10ds	T2	T2-I-B	1116,93	1		2,75	30,39			463	433	463			0	0	0	19,5	33,8	9,4	34,6	2,7	37,3		
	11	T2	T2-I-B	1117,22	1		2,72	32,85			623	586	623													
	12ds	T2	T2-I-B	1117,98	1		2,73	21,34			6,01	4,63	6,01			0	0	0	0	0	0,6	93,2	6,2	99,4		

15.7. Состояние запасов нефти и их достоверность

В пределах северо-западного и южного крыльев структуры Кемерколь установлена продуктивность надсолевых триасовых отложений. Месторождение находится в стадии пробной эксплуатации.

В 2018 г ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" выполнен отчет по подсчету запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию на 01.04.2018 г, утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С₁ и С₂ составили соответственно 2625/589 и 555/36 тыс.т, растворенного газа – 45/10,8 и 11,1/1,27 млн.м³ (протокол №1792-18-У ГКЗ РК от 29.11.2018 г).

В таблице 5.7.1 приведены сведения о запасах нефти месторождения Кемерколь.

5.8. Геометризация свойств и оценка точности разведки залежей и месторождения

При определении объемов работ, требуемых для достижения рациональной разведки залежей, необходимо решить две задачи: во-первых, установить число скважин, обеспечивающих надежную геометризацию объема залежи, во-вторых, обосновать необходимый объем исследований в скважинах.

На месторождении Кемерколь выявлены и подсчитаны запасы нефти промышленных категорий по триасовым продуктивным горизонтам.

Необходимо продолжить геологоразведочные работы с целью оценки нефтегазоносности неохваченных или недоизученных бурением ловушек, выделенных по данным интерпретации данных МОГТ ЗД.

5.9. Обоснование коэффициентов извлечения нефти

В результате технико-экономического анализа показателей разработки вариантов, в качестве эффективного и рекомендуемого к реализации принят 3 вариант. В таблице 5.9.1 представлены коэффициенты извлечения нефти, рекомендуемые по 3 варианту разработки.

Таблица 5.7.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа

Горизонт, пласт	Зона	Блок	Кате- го- рия	Площа- дь нефте- нос- ности, тыс.м ²	Ср.взв. эфф. нефте- насы- щенная толщи- на, м	Объем нефте- насы- щен- ных пород, тыс.м ³	КОЭФФИЦИЕНТЫ, д.е.			Пло- тность нефти, г/см ³	Геоло- гиче- ские запасы нефти, тыс.т.	Коэф- фи- циент извлече- ния нефти, д.е.	Извле- кае- мые запасы нефти, тыс.т	Газо- содер- жани- е, м ³ /т	Геоло- гиче- ские запа- сы раств. газа, млн.м ³	Извле- кае- мые запасы раств. газа, млн.м ³
							откры- той пори- сто- сти	нефте- насы- щен- ности	пере- счет- ный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Юго-восточное крыло																
J ₃ -I	ВН	I	C ₂	373	1,7	634	0,32	0,62	0,986	0,896	111	0,011	1	8,3	1	0,01
Всего			C ₂	373		634					111		1		1	0,01
Северо-западное крыло																
T ₂ -I, А	ЧН	VI	C ₁	345	3,5	1216	0,24	0,58	0,903	0,914	140	0,134	19	19,41	3	0,4
	ВН			424	2,4	1027	0,27	0,55	0,903	0,914	126	0,047	6	19,41	2	0,1
	ЧН		C ₂	23	2,8	64	0,24	0,58	0,903	0,914	7	0,101	1	19,41	0,1	0,02
	ВН			264	2,0	528	0,27	0,55	0,903	0,914	65	0,035	2	19,41	1	0,04
	Всего		C ₁	769		2243					266		25		5	0,5
			C ₂	287		592					72		3		1,1	0,06
	ЧН	IV	C ₂	319	2,0	638	0,24	0,58	0,903	0,914	73	0,101	7	19,41	1	0,1
	ВН			275	2,0	550	0,27	0,55	0,903	0,914	67	0,035	2	19,41	1	0,0
	Всего			594		1188					140		9		2	0,1
Всего			C ₁	769		2243					266		25		5	0,5
			C ₂	881		1780					212		12		3,1	0,16
T ₂ -I, В	ВН	III	C ₁	503	4,5	2287	0,27	0,63	0,903	0,871	306	0,338	103	19,41	6	2
	ВН	VI	C ₁	421	9,3	3931	0,27	0,70	0,903	0,844	566	0,398	225	19,41	11	4
Всего			C ₁	924		6218					872		328		17	6
Всего по гор. T ₂ -I			C ₁								1138		353		22	6,50
			C ₂								212		12		3,1	0,16

продолжение таблицы 5.6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
T ₂ -II	ВН	VI	C ₁	272	5,8	1579	0,22	0,62	0,888	0,802	153	0,331	51	40,22	6	2
Всего			C ₁	272		1579					153		51		6	2
T ₂ -III	ВН	III	C ₁	526	8,5	4471	0,22	0,67	0,903	0,973	579	0,061	35	19,41	11	1,0
			C ₂	258	4,0	1032	0,22	0,67	0,903	0,973	134	0,046	6	19,41	3	0,1
Всего			C ₁	526		4471					579		35		11	1,0
			C ₂	258		1032					134		6		3	0,1
T ₂ -IV	ВН	I	C ₂	836	1,1	878	0,24	0,65	0,888	0,804	98	0,172	17	40,22	4	1
Всего			C ₂	836		878					98		17		4	1
T ₂ -V	ВН	I	C ₁	139	1,3	174	0,23	0,76	0,888	0,804	22	0,229	5	40,22	1	0,2
Всего			C ₁	139		174					22		5		1	0,2
Всего по крылу			C ₁								1892		444		40	9,7
			C ₂								444		35		10,1	1,26
Юго-западное крыло																
T ₂ -I, В	ЧН	I	C ₁	164	18,0	2958	0,25	0,76	0,917	0,861	444	0,209	93	7,72	3	0,7
	ВН			235	10,9	2557	0,22	0,65	0,917	0,861	289	0,179	52	7,72	2	0,4
Всего			C ₁	399		5515					733		145		5	1,1
Всего по крылу			C ₁								733		145		5	1,1
Итого по месторождению			C ₁								2625		589		45	10,8
			C ₂								555		36		11,1	1,27

Таблица 5.9.1 - Коэффициенты извлечения нефти

Объект разработки (горизонт, пласт)	Категория	2 вариант
I объект (Т ₂ -I, А)	С ₁	0,093
II объект (Т ₂ -I, В)	С ₁	0,377
III объект (Т ₂ -II)	С ₁	0,331
IV объект (Т ₂ -III)	С ₁	0,061
V объект (Т ₂ -V)	С ₁	0,229
VI объект (Т ₂ -I, В)	С ₁	0,197
По месторождению	С ₁	0,224

6. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

6.1. Цели и задачи проектируемых работ

Изучение геологического строения исследуемой территории начато с 20-х годов прошлого столетия. Уточнение геологического строения сейсморазведочными работами методом МОВ продолжалось с 30-х годов прошлого столетия и в дальнейшем, начиная с середины 70-х годов - методом МОГТ 2Д и с 90-х годов - МОГТ 2Д и 3Д.

Неоднократно доказанная промышленная нефтегазоносность месторождений в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий бесспорно свидетельствует о высокой перспективности площади работ на нефть и газ. В связи с этим до настоящего времени продолжается изучение продуктивных юрско-меловых и триасовых отложений, представляющих интерес в нефтегазоносном отношении по всему региону Прикаспия.

Триасовые отложения, характеризующиеся неоднородным литологическим составом, различными фациальными особенностями и довольно контрастным характером распределения мощностей, до настоящего времени остаются малоизученными.

Ведущим типом залежей, приуроченных к соляным куполам, является пластовая тектонически экранированная залежь, ограниченная в своей головной (приграбеновой) части основным тектоническим нарушением центрального грабена. Значительно меньшее распространение имеют пластовые сводовые, стратиграфически и литологически экранированные склоном соляного ядра залежи, и еще реже подкарнизные залежи в триасовых отложениях (пластовые, экранированные солью карниза).

Подкарнизные залежи - наиболее сложные и трудноразведываемые объекты, строение которых зависит от морфологии соляного карниза и особенностей залегания вмещающих пород.

Подкарнизные продуктивные горизонты нефтяные или газонефтяные, как правило, многопластовые.

Целью настоящей работы является:

- уточнение геологического строения контрактной территории;
- уточнение особенностей геологического строения возможно продуктивных горизонтов в триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях;
- выявление закономерностей изменения их толщин;
- определение коллекторских свойств и характера насыщения флюидами;
- оценка продуктивности пластов при помощи полноценной программы испытаний;
- оценка запасов нефти.

6.2. Обоснование этажей оценочных работ

Обоснованием для продолжения геологоразведочных работ в пределах контрактной территории Кемерколь являются:

- положительные результаты глубокого бурения в пределах исследуемой территории (установленные запасы нефти в триасовых отложениях на северо-западном и юго-западном крыле структуры Кемерколь, выявленные залежи в подкарнизных пермотриасовых отложениях в скв. №№76, 85 и в юрских отложениях в скв.62);
- соответствие требованиям Кодекса о недрах и недропользовании (статья 116 пункт 4.3), где под сложными проектами разведки признаются проекты в рамках контрактов на разведку и добычу углеводородов со следующими параметрами - аномально высокое пластовое давление залежи с коэффициентом аномальности 1,5 и выше.
- выделение перспективных объектов в триасовых отложениях и подкарнизных пермотриасовых отложениях по результатам бурения скважин и интерпретации данных 3Д.

Недропользователь в 2017 г согласно проекту оценочных работ углубил скважину №76 с целью опробования пермотриасовых отложений в подкарнизных условиях, но проектной глубины 2500 м достичь не удалось. Скважина пробурена до 2292 м, вскрыла подкарнизные пермотриасовые отложения, бурение остановлено вследствие аварии в процессе бурения (прихват бурильного инструмента, поглощение бурового раствора). Признаки нефтегазоносности отмечены на забое 2193 м по данным газокаротажной службы в буровом растворе отмечены газопоказания 4-5% и разгазирование бурового раствора со снижением удельного веса с 1,47 до 1,23 г/см³. На ситах была обнаружена нефть.

По всей вскрытой подкарнизной пермотриасовой толще по результатам ЛБА выделяются аномалийные участки с повышенным содержанием углеводородных газов (метана, этана, пропана, изобутана) до 10%.

12 июля 2018 г начато бурение скважины №85, скважина пробурена до 2400 м, в подкарнизных пермотриасовых отложениях в процессе бурения отмечены проявления углеводородов по данным ГТИ, MDT, на сегодняшний день скважина в освоении. По результатам замеров пластовых давлений при проведении MDT компанией Шлюмберже отмечены аномальные значения пластового давления в подкарнизных пермотриасовых отложениях в интервалах глубин 2094,54-2311,08 м. Максимальное значение коэффициента аномальности $K_a=2,1$ прослежено на глубине 2307 м при пластовом давлении 473 атм (табл.6.2.1).

Результаты замеров свидетельствуют об аномально высоком пластовом давлении (АВПД).

Таблица 6.2.1 - MDT (Шлюмберже). Замеры пластовых давлений в 25 точках (2094,5-2311,08м) в скважине 85

№	ИГ	Пластовое Давление	Подвижность	Давление в скважине до испытания	Давление в скважине после испытания	Описание замеров	Температура
	м	атм	мД/сП	атм	атм		°С
1	2094,54			444,28	440,36	Низкопроницаемый	45,6
2	2096,05	437,26	0,01	437,44	437,44	Достоверный (низкое кач.)	45,5
3	2099,41	440,79	0,02	444,07	440,91	Достоверный (низкое кач.)	45,7
4	2101,52	423,39	0,05	447,57	441,30	Достоверный	45,6
5	2104,63	419,80	0,18	449,22	449,22	Достоверный	45,5
6	2108,89	420,74	0,05	448,66	444,90	Достоверный	45,4
7	2112,81	420,48	0,04	449,96	444,74	Достоверный	45,4
8	2116,92	420,47	0,06	450,44	445,98	Достоверный	45,4
9	2122,58	422,85	0,04	451,94	446,95	Достоверный	45,4
10	2124,78	426,71	0,03	453,16	447,61	Достоверный	45,4
11	2130,61			454,18	451,62	Отсутствие герметизации	45,6
12	2142,55			455,56	452,90	Низкопроницаемый	45,5
13	2151,63			458,04	455,51	Низкопроницаемый	45,6
14	2161,26			459,42	457,09	Низкопроницаемый	45,7
15	2179,84			464,17	460,32	Низкопроницаемый	45,9
16	2206,24	447,53	0,02	469,79	462,96	Достоверный	46,1
17	2222,35	453,98	0,02	474,11	465,61	Достоверный	46,6
18	2232,25			476,88	476,88	Низкопроницаемый	46,8
19	2245,71	466,87	0,01	480,11	471,69	Достоверный	47,1
20	2256,62			481,96	478,32	Низкопроницаемый	47,3
21	2271,69			485,46	483,33	Низкопроницаемый	47,5
22	2281,95	471,84	0,03	486,21	486,21	Достоверный (низкое кач.)	47,6
23	2297,68	468,67	0,01	491,01	483,11	Достоверный (низкое кач.)	47,8
24	2307,07	472,99	0,01	493,27	483,22	Достоверный (низкое кач.)	48,0
25	2311,08	460,08	0,03	494,65	485,43	Достоверный	48,2

Испытания скважины 85 проводились в сложных геологических условиях, что объяснялось аномальным пластовым давлением до 473 атм.

Были проведены испытания в двух объектах:

I объект (12.07-26.06.2019 г, интервал 2201,5-2212,5 м) – получены притоки газа, на 3,97мм штуцере $Q_g=3818,8$ м³/сут, на 5,56мм штуцере – $Q_g= 3633,1$ м³/сут, на 7,14мм штуцере – $Q_g=3767$ м³/сут.

II объект (27.09-14.10.2019 г, интервал 2109-2119, 2127-2140 м) – получены притоки газа, жидкости (бур.раствор и техническая вода), нефти, на 12мм штуцере $Q_{ж}=1,0$ м³/сут, $Q_g=9582$ м³/сут; на 5мм штуцере - $Q_{ж}=2,3$ м³/сут, $Q_g=9840$ м³/сут, на 9мм штуцере $Q_{ж}=1,42$ м³/сут, $Q_g=9381$ м³/сут.

Вскрытый в интервале глубин 2097,3-2101,1м пласт-коллектор, оцененный по данным ГИС как содержащий углеводороды с $K_{нг}=46.0\%$, с эффективной пористостью 15.0% не испытан из-за аварийного состояния скважины в связи с появлением межколонных давлений, поэтому дальнейшее освоение скважины является проблематичным.

Вскрытие зон АВПД — причина многих осложнений, ликвидация которых приводит к большим материальным затратам. При бурении в зонах АВПД буровой раствор для предупреждения выбросов из скважин утяжеляют. Но такой раствор могут поглощать пласты с гидростатическим давлением и АНПД. Поэтому перед вскрытием пород с АВПД вышележающие поглощающие пласты перекрывают колонной.

Если распределение давления в породах по глубине известно, то можно выбрать оптимальную конструкцию скважины, технологию бурения и цементирования и предупредить возможные осложнения и аварии. Наличие зон АВПД значительно увеличивает стоимость скважин.

С учетом результатов бурения скв.76 и 85 и испытаний скважины 85, которые проходили в сложных геологических условиях (АВПД), что отразилось на сроках испытаний и финансовых затратах, а также результатов интерпретации данных ЗД (2021 г) недропользователем было принято решение об изменениях физических объемов и сроков бурения проектных скважин.

Проектом закладывается бурение 6 оценочных скважин №№78, R101, R102, R103, R104, R105, из них 3 скважины №78, R101, R102 независимые и 3 скважины R103, R104, R105 - зависимые от результатов бурения скважин R101 и R102.

Целью бурения скважины №78 с проектной глубиной 2500 м является изучение геологического строения и оценка залежей УВС в надсолевых триасовых и подкарнизных пермтриасовых отложениях; целью бурения скважин R101, R102, R103, R104 является

изучение геологического строения и оценка нефтеносности триасовых отложений северо-западного крыла месторождения Кемерколь.

Методика проведения геологоразведочных работ основывается на общепринятых правилах ведения данных работ в условиях развития солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины.

В качестве основы при проектировании оценочного бурения использованы структурные карты по отражающим горизонтам VI-1, T2-1, III.

6.3. Сейсморазведочные работы

В 2006-2007 гг на контрактной территории Кемерколь АО «Азимут Энерджи Сервисез» с использованием вибросейсмических источников выполнены сейсмические работы 3Д в объеме 116,55 кв.км.

Комплексная обработка сейсмических данных 3Д выполнена в Филиале геофизического центра услуг «PGS GIS». Интерпретация сейсморазведочных данных проводилась в компании «RES». По результатам работ составлен отчет с рекомендациями о заложении поисковых скважин на выявленных перспективных объектах.

В 2016 г компания «RES» осуществила переобработку и переинтерпретацию данных 3Д, по результатам этих работ были выделены перспективные объекты в триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях. Структурные карты по этому отчету явились основанием для уточнения местоположения проектных скважин и продолжения геологоразведочных работ на месторождении Кемерколь.

В 2019 г АО «Эмбаунайгаз» на блоке Тайсойган были проведены масштабные высокоразрешающие сейсморазведочные работы 3Д с охватом северной части Кемерколь - контрактного участка ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг». По результатам этих работ ТОО «Reservoir Evaluation Services» была осуществлена переобработка и интерпретация вышеназванных сейсмических работ 3Д в объеме 100 кв.км, охватывших выделенные на контрактной территории Кемерколь в 2016 г две подкарнизные структуры (западная и центральная).

Структурные построения были выполнены по 6 горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 - горизонт в толще среднего триаса; T2 - горизонт в толще среднего триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура; VI-1 - подошва соли, кровля подкарнизных терригенных отложений; VI-2 - кровля соли под карнизом.

По результатам интерпретации было уточнено геологическое строение подкарнизных структур с учетом данных по пробуренным в последние годы разведочным скважинам 76, 76б, 85 и даны рекомендации по заложению оценочных скважин как на подкарнизные, так и надкарнизные залежи нефти и газа.

6.4. Система размещения проектных скважин

Комплекс геологоразведочных работ на контрактной территории Кемерколь на период 2021-2022 гг предусматривает бурение 6 оценочных скважин №№78, R101, R102, R103, R104, R105, из них 3 скважины №78, R101, R102 независимые и 3 скважины R103, R104, R105 - зависимые от результатов бурения скважин R101 и R102.

Целью бурения скважины №78 с проектной глубиной 2500 м является изучение геологического строения и оценка залежей УВС в надсолевых триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях; целью бурения скважин R101, R102, R103, R104 является изучение геологического строения и оценка нефтеносности триасовых отложений северо-западного крыла месторождения Кемерколь.

Независимая оценочная скважина **№78** закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12153 и CrLine_4107 с проектной глубиной 2500 м с целью оценки перспектив нефтегазоносности подкарнизных пермотриасовых отложений. Проектный горизонт – отложения перми.

Независимая оценочная скважина R101 закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12160 и CrLine_4135 с проектной глубиной 1300 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Независимая оценочная скважина R102 закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12106 и CrLine_4129 с проектной глубиной 1700 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Оценочная скважина R103, зависимая от результатов бурения скважин R101 и R102, закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12156 и CrLine_4024 с проектной глубиной 2000 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Оценочная скважина R104, зависимая от результатов бурения скважин R101 и R102, закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12174 и CrLine_4127 с проектной глубиной 1400 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Оценочная скважина R105, зависящая от результатов бурения скважин R101 и R102, закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12184 и CrLine_4105 с проектной глубиной 1400 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Местоположение зависимых скважин R103, R104, R105 будет уточняться по результатам бурения независимых скважин R101 и R102.

Бурением ставятся следующие задачи:

- оценка нефтегазоперспективности триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложений;
- изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- получение исходных данных для оценки запасов углеводородов.

6.5. Геологические условия проводки скважин

Во время бурения скважин в пределах месторождения Кемерколь посредством испытания пласта и геофизическими методами были получены данные по пластовому давлению. Мезокайнозойские отложения характеризуются нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до $1,03 \text{ кгс/см}^2$, в подкарнизных условиях вскрытый разрез характеризуется аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности до $2,14 \text{ кгс/см}^2$, которые необходимо учитывать при строительстве проектных оценочных скважин. В проектных скважинах для опоры башмака обсадной колонны можно ожидать следующие градиенты давления:

- $1,03 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака первой обсадной колонны.
- $1,17 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака первой промежуточной колонны.
- $1,36 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака второй промежуточной колонны.
- $2,14 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны

Проводка скважин №78, R101, R102, R103, R104, R105 на месторождении Кемерколь предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения с применением современной технологии и техники бурения глубоких скважин.

Главной задачей бурения скважин является достижение запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта с получением притоков нефти и газа, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. В приведенной таблице 6.5.1 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий по

предотвращению аварий в них. Скважины, вскрыв проектную глубину, выполняют свое основное назначение – получение притоков УВ и уточнение ранее выявленных залежей или открытие новых залежей УВ.

Таблица 6.5.1 - Интервалы фактических и возможных осложнений

Интервалы глубин, м	Породы, слагающие интервал	Возможные осложнения
К ₂ , К ₁	Глины пестроцветные. Пески буровато-зеленые и коричневые тонко и среднезернистые, глинистые. Песчаники светло-серые, среднезернистые, известковистые. Алевриты светло-серые.	Прихват из-за обвала стенок скважины, осыпи, увеличенный вынос шлама. Сальникообразование, заклинки.
J	Глины серые, песчанистые. Пески серые, среднезернистые. Песчаники серые, мелко-, среднезернистый, крепкие. Алевриты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.	
T	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Алевриты серые, тонкозернистые, кварцевые	Возможны нефтегазоводопроявления, разгазирование бурового раствора, падение, плотности промывочной жидкости, дегазация, выход нефти в промывочной жидкости.
P _{1k}	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	Сужение ствола скважин, текучие породы - соль, ангидриты, коагуляция бурового раствора
PT (подкарниз)	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые.	нефтегазопроявления, разгазирование бурового раствора, падение, плотности промывочной жидкости, дегазация, выход нефти в промывочной жидкости

Примечание:* В связи с большими колебаниями глубин в проектных оценочных скважинах, расположенных в разных блоках, глубины стратиграфических подразделений не указываются, так как для каждой скважины на площади будет составляться отдельный Технический проект на строительство скважины, где и будут указаны перечисленные глубины.

Проектируемыми скважинами будут вскрыты отложения от четвертичного возраста до нижнепермских включительно.

Ниже в таблице 6.5.2 и 6.5.3 приводится проектный стратиграфический разрез оценочных скважин месторождении Кемерколь

Таблица 6.5.2 - Проектный стратиграфический разрез скважины 78

№ п/п	Возраст	Интервалы залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направления падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давление, атм	температура, °С

1	2	3	4	5	6	7
1	N+Q	20	Глины серые, серовато-зеленые, местами известковистые, загипсованные, песчанистые с включениями гравия	До 3	2,0	18
2	K ₂	70	Глины пестроцветные. Пески буровато-зеленые и коричневые	До 3	7,0	22
3	K ₁	605	тонко и среднезернистые, глинистые. Песчаники светло-серые, средне зернистые, известковистые. Алевриты светло-серые.	До 3	62,3	28
4	J ₃	645	Глины серые, песчанистые. Пески	До 4	66,4	30
5	J ₂	970	серые, среднезернистые. Песчаники	До 4	104,8	33
6	J ₁	1040	серые, мелко-, среднезернистый, крепкие. Алевриты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.	до 4	112,3	38
7	T	1640	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Алевриты серые, тонкозернистые, кварцевые.	до 4	191,9	44
8	P _{1k}	2230	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	До 25	303,3	48
9	PT	2500	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые.	До 25	535,0	52

Таблица 6.5.3 - Проектный стратиграфический разрез скважин R101, R104, R105

№ п/п	Возраст	Инты залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направления падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давления, атм	температура, °C
1	2	3	4	5	6	7
1	N+Q	30	Глины серые, серовато-зеленые, местами известковистые, загипсованные, песчанистые с включениями гравия	до 3	2	18
2	K ₂	100	Глины пестроцветные. Пески буровато-зеленые и коричневые	до 3	10	20
3	K ₁	600	тонко и среднезернистые, глинистые. Песчаники светло-серые, средне зернистые, известковистые. Алевриты светло-серые.	до 3	61,8	26
4	J ₃	630	Глины серые, песчанистые. Пески	до 4	64,9	30
5	J ₂	850	серые, среднезернистые. Песчаники	до 4	91,8	33
6	J ₁	900	серые, мелко-, среднезернистый,	до 4	97,2	35

			крепкие. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.			
7	T	1350	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые.	до 4	152,5	43
8	P _{1k}	1400	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	До 25	158,2	44

Таблица 6.5.4 - Проектный стратиграфический разрез скважин R102 и R103

№ п/п	Возраст	Инты залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направления падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давления, атм	температура, °С
1	2	3	4	5	6	7
1	N+Q	30	Глины серые, серовато-зеленые, местами известковистые, загипсованные, песчаные с включениями гравия	до 3	2	18
2	K ₂	130	Глины пестроцветные. Пески буровато-зеленые и коричневые тонко и среднезернистые, глинистые.	до 3	13,0	20
3	K ₁	660	Песчаники светло-серые, среднезернистые, известковистые. Алевриты светло-серые.	до 3	67,9	26
4	J ₃	700	Глины серые, песчаные. Пески серые, среднезернистые. Песчаники серые, мелко-, среднезернистый, крепкие. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.	до 4	72,1	27
5	J ₂	1040		до 4	112,3	35
6	J ₁	1080		до 4	116,6	42
7	T	1950	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые.	до 4	220,3	49
8	P _{1k}	2000	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	до 25	226,0	50

6.6. Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, все проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- нефтегазопроявления с присутствием во флюидах до 5 % CO₂;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- сужения ствола скважины;
- прихваты бурильного инструмента.

Вскрытие продуктивных пластов производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, так как во вскрываемом разрезе содержатся глины и аргиллиты.

При использовании не ингибированных промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

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

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для поддержания плотности бурового раствора использовать кислоторастворимые утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации), во избежание загрязнения коллектора.

За 50–100 м до вскрытия продуктивного пласта начать ввод поглотителей или нейтрализаторов CO_2 и вводить их регулярно в процессе бурения.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5-6 м³ и более, при необходимости повторять прокачивать ее до полной очистки ствола скважины.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, пескоотделитель и илоотделитель, а при необходимости - центрифугу.

Для проводки проектируемых скважин предлагается следующий тип промывочной жидкости:

1. При бурении под направление - бентонитовый раствор с параметрами: плотностью 1050-1100 кг/м³, условная вязкость 50-60 сек., фильтрация 8-10 см³ за 30 мин.
2. При бурении под кондуктор - ингибирующий полимеркалийевый раствор с параметрами: плотностью 1150-1180 кг/м³, условная вязкость 45-50 сек., фильтрация 6-8 см³ за 30 мин.
3. При бурении под 1-ую промежуточную колонну - ингибирующий полимеркалийевый раствор с параметрами: плотностью 1230-1290 кг/м³, условная вязкость 40-50 сек., фильтрация 5-7 см³ за 30 мин
4. При бурении под 2-ую промежуточную колонну - полимеркалийевый соленащенный раствор с параметрами: плотностью 1450-1500 кг/м³, условная вязкость 50-60 сек., фильтрация 6-8 см³ за 30 мин
5. При бурении под эксплуатационную колонну - полимеркалийевый раствор с параметрами: плотностью 2100-2170 кг/м³, условная вязкость 50-60 сек., фильтрация 5-6 см³ за 30 мин (таблица 6.6.1).

Таблица 6.6.1 - Характеристика промывочной жидкости проектных скважин

Интервал, м	Тип промывочно й жидкости	Плот- ность г/см ³	Вяз- кость, сек.	Водо- отдач а см ³ за 30мин .	Наименование химических реагентов
0-50	Бентонитов ый	1,05- 1,10	50-40	8-10	Каустическая сода, Кальц. Сода, Оснопак ВО, Гамаксан, Бентонит
50-250	Полимеркал иевый	1,15- 1,18	45-50	6-8	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота

250-1640		1,23- 1,29	40-50	5-7	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Биокарбанат, Лимонная кислота, Биолуб LVL, SC-135
1640-2230	Полимеркалийный соленосыщенный	1,45- 1,50	50-60	6-8	Каустическая сода, Кальц. Сода, Техническая соль, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Барит, Биокарбанат, Лимонная кислота
2230-2500	Полимеркалийный	2,10- 2,17	50-60	5-6	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, CaCO ₃ , Барит, Биокарбанат, Лимонная кислота, Биолуб LVL, SC-135

6.7. Обоснование типовой конструкции скважин

Согласно проекту планируется бурение 6 оценочных скважин:

- оценочная скважина R101 с проектной глубиной 1300 м;
- оценочные скважины R104 и R105 с проектными глубинами 1400 м;
- оценочная скважина R102 с проектной глубиной 1700 м;
- оценочная скважина R103 с проектной глубиной 2000 м;
- оценочная скважина 78 с проектной глубиной 2500 м.

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения оценочных скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в отложениях триаса и подкарнизного пермтриаса на месторождении Кемерколь рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин.

Для скважин R101, R102, R103, R104, R105 предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø324 мм х 30 м устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** Ø244,5 мм х 400 м устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм х 1300 (1400, 1700, 2000) м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 6.7.1.

Таблица 6.7.1 – Рекомендуемая конструкция скважин R101, R102, R103, R104, R105

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	393,7	323,9	30	устье
Кондуктор	295,3	244,5	400	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1300, 1400, 1700, 2000	устье

Для скважины №78 предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø530,0 мм х 50 м устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** Ø426,0 мм х 250 м устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Первая промежуточная колонна** Ø329,3 мм х 1640 м устанавливается на кровле соли. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Вторая промежуточная колонна** Ø244,5 мм х 2230 м устанавливается на подошве соли. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм х 2500 м устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 6.7.2.

Таблица 6.7.2 – Рекомендуемая конструкция скважины 78

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	660,0	530,0	50	устье
Кондуктор	508,0	426,0	250	устье
Первая промежуточная	393,7	329,3	1640	устье
Вторая промежуточная	295,3	244,5	2230	устье
Эксплуатационная колонна*	215,9	168,3	2500	устье

Примечание:* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

6.8. Оборудование устья скважин

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление.

Характеристика ПВО приведена в таблице 6.8.1 и 6.8.2.

Таблица 6.8.1 – Характеристика ПВО для скважин R101, R102, R103, R104, R105

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрес- совки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается превентор, мм
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
ОП42-230/80х21	21	9,3	2	244,5
ОККИ-168х245-21	21	11,9	1	168,3, 244,5
АФК 65/65-21	21			168,3

Таблица 6.8.2 – Характеристика ПВО для скважины 78

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрес- совки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается превентор, мм
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
ОП21-425/80х21	21	6,5	2	426
ОП45-350/80х35	35	11,2	2	323,9
ОП45-350/80х70	70	41,7	3	244,5
ОКК3- 70х168х245х324х426К ₁	70	49,4	1	168,3
АФК6-65/65Х70К ₁	70			168,3

6.9. Комплекс геолого-геофизических исследований

В процессе бурения скважин проводится рациональный комплекс геолого-геофизических исследований, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных интервалов, отбор керна, шлама, боковых грунтов, пластовых флюидов и газа.

Интервалы отбора керна, методы и интервалы испытания продуктивных горизонтов могут уточняться специалистами Заказчика и проектной компанией по строительству скважин в процессе проводки скважин и по результатам геофизических исследований.

Необходим полный анализ керна, шлама, боковых грунтов в лабораторных условиях (биостратиграфические исследования, литологические, геохимические, петрофизические и т.д.), который позволит изучить вскрываемый разрез.

При отборе пластовых флюидов, необходимо их комплексное изучение в поверхностных и пластовых условиях.

6.9.1. Отбор керна и шлама

Отбор керна предусматривается производить в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов. Отбор керна производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных участков разреза, а также при проявлениях прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения.

Отбор керна рекомендуется производить с помощью керноотборочных снарядов с использованием фиброглассовых грунтоносов.

Вынос керна планируется не менее 90% от каждого долбления с отбором керна. Обязателен отбор призабойного керна.

Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим документом, характеризующим разрез скважины. Временное хранение, укладка керна в ящики, литологическое описание керна и другие мероприятия по работе с каменным материалом должны осуществляться в соответствии с «Едиными правилами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ». Интервалы отбора керна определены, исходя из мощности и глубин залегания перспективных горизонтов.

В целях точной привязки интервалов отбора керна к предполагаемым продуктивным горизонтам перед их вскрытием производится контрольный замер бурового инструмента и используются данные каротажа.

Отбор шлама в скважине №78 начинается с глубины 2000 м, в скважинах R101, R102, R103, R104, R105 с 400 м и продолжается через каждые 10 м проходки, в случае проявления признаков углеводородов отбор шлама необходимо производить через 1 м до полного исчезновения признаков. Шлам анализируется на содержание тяжелых фракций и определяется механический состав пород.

Проектом предусматривается отбор керна в проектных скважинах в объеме 32 м по каждой скважине, всего отбор керна предусматривается в объеме 192 м.

Глубины отбора керна будут уточняться геологической службой ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» в процессе бурения. При вскрытии продуктивной толщи отбор керна производится сплошным забоем до полного прекращения признаков УВ.

Таблица 6.9.1.1 – Сведения по проектному отбору керна

Скважина	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4	5
78	2150-2159 2200-2209 2230-2239 2495-2500	32	РТ (подкарниз)	I-II
R101	1120-1129 1135-1144 1155-1164 1295-1300	32	T	I
R102	1335-1344 1370-1379 1400-1409 1695-1700	32	T	I
R103	1300-1309 1360-1369 1780-1789 1995-2000	32	T	I
R104	1120-1129 1135-1144 1155-1164 1395-1400	32	T	I
R105	1120-1129 1135-1144 1155-1164 1395-1400	32	T	I

6.9.2. Промыслово-геофизические исследования скважин

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 в проектных скважинах предусматривается проведение комплекса промыслово-геофизических работ, приведенного в таблице 6.9.2.1.

С целью осуществления качественной проводки скважины, соблюдения параметров бурового раствора, предотвращения осложнений, изучения геологического разреза, выявления в разрезе вероятно продуктивных горизонтов предусматривается проведение геолого-технических исследований в каждой скважине.

Таблица 6.9.2.1 - Планируемый комплекс ГИС для скважины 78

Наименование работ	Интервал записи, м	Примечания
1. ГК, БК, ПС, КВ, ННК, инклинометрия	0-250, 1830-2150 м	
2. Самопроизвольная поляризация (ПС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), многозондовый боковой каротаж, микробоковой каротаж (МБК), АК, акустическая цементометрия (АКЦ), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), радиоактивный каротаж (ГК, ННК), кавернометрия, термометрия.	250-1830, 2150-2500 м	
3. Гидродинамический каротаж		В случае обнаружения УВ
4. Геолого-технические исследования и газовый каротаж	250-2500 м	Станция ГТИ
5. Акустический цементометраж	0-2500 м	
6. Для привязки перфорации ГК, ТМ	В продукт. части	

Примечание: в случае аварийных работ будут использоваться соответствующие методы.

Таблица 6.9.2.2 - Планируемый комплекс ГИС для скважин R101, R102, R103, R104, R105

Наименование работ	Интервал записи, м	Примечания
1. ГК, БК, ПС, КВ, ННК, инклинометрия	0-400 м	
2. Самопроизвольная поляризация (ПС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), многозондовый боковой каротаж, микробоковой каротаж (МБК), АК, акустическая цементометрия (АКЦ), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), радиоактивный каротаж (ГК, ННК), кавернометрия, термометрия.	400-1300м (R101) 400-1400м (R104, R105) 400-1700м (R102) 400-2000м (R103)	
3. Гидродинамический каротаж		В случае обнаружения УВ
4. Геолого-технические исследования и газовый каротаж	400-1300м (R101) 400-1400м (R104, R105) 400-1700м (R102) 400-2000м (R103)	Станция ГТИ
5. Акустический цементометраж	400-1300м (R101) 400-1400м (R104, R105) 400-1700м (R102) 400-2000м (R103)	
6. Для привязки перфорации ГК, ТМ	В продукт. части	

Примечание: в случае аварийных работ будут использоваться соответствующие методы.

6.9.3. Опробование и испытание скважин

На площади Кемерколь продуктивные горизонты ожидается вскрыть в триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях. Интервалы опробования и испытания будут уточнены 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.

Испытание в эксплуатационной колонне проводится снизу-вверх. Вскрытие перспективных горизонтов в эксплуатационной колонне производится кумулятивными зарядами производства «Шлюмберже» или «Бейкер Хьюс» с плотностью отверстий 20 отверстий на 1 п.м. на кабеле или ПНКТ.

Перед перфорацией устье скважины оборудуется задвижкой высокого давления (противовыбросовая задвижка), которая до установки на устье тщательно проверяется и опрессовывается на давление, равное пробному давлению. После установки на устье скважины задвижка вновь опрессовывается на давление, не превышающее допустимое для спущенной эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

После выполнения прострелочно-взрывных работ на каротажном кабеле (перфорация) производится спуск насосно-компрессорных труб до верхнего отверстия фильтра. Устье скважины оборудуется арматурой, которая до установки на устье подвергается гидравлическому испытанию на пробное давление, вдвое больше паспортного рабочего давления. После установки арматуры на устье скважины, при закрытых нижней стволовой и боковой задвижках, верхняя часть ее испытывается на давление, равное пробному давлению. Опрессовка «елки» осуществляется через отверстия для манометра на буфере с выдержкой давления в течение 10 минут.

Трубная головка фонтанной арматуры опрессовывается после установки на устье скважины на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязка устья скважины и наземного оборудования производится по утвержденной схеме.

Испытание каждого объекта производится методом снижения противодействия на пласт, для чего первоначально в скважине производится замена глинистого раствора на воду.

В зависимости от полученного характера притока флюида испытание скважины производится методом установившихся или неустойчивых отборов.

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойного давления и температуры на

трех-четырех режимах. На всех режимах отбираются глубинные пробы. Определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

При получении из объекта нефти производят исследования методом установившихся отборов. Перед производством исследования скважину пускают на отработку для очистки призабойной зоны от бурового раствора, фильтрата и т.д.

После отработки исследования проводят, начиная от меньшего дебита пластового флюида до более высокого дебита. Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления дебитов. Исследование скважин проводят не менее чем на 3-5 режимах прямого хода. Скважину после изменения режима оставляют на 12-24 часа до стабилизации устьевых давлений, после чего замеряют дебит, забойное, буферное и затрубное давления, газовый фактор и отбирают пробы.

На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме и провести аналогичные замеры.

При опробовании методом свабирования производят комплекс исследовательских работ: замеры дебитов нефти, газа на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После достижения максимально допустимого дебита исследования повторяют в обратном порядке на 2-3 режимах. Пластовое давление со снятием кривых восстановления должно быть замерено 2 раза: первый раз в начале исследования (после окончания отработки) и второй раз – в конце исследования (при обратном ходе).

При получении притока воды производить ее откачку в количестве не менее 3-х объемов скважины. Прослеживание уровня ведут до статического уровня, замеряют пластовое давление и температуру. Отбирают пробы воды на анализ.

Разобщающие мосты в процессе испытания скважин устанавливаются для изоляции нижележащего объекта (испытание которого закончено) при переходе на испытание вышележащих. После ОЗЦ (перед перфорацией очередного объекта) установленный мост испытывается на герметичность путем снижения гидростатического столба промывочной жидкости на величину, большую заданной депрессии при испытании следующего объекта.

До испытания на герметичность и после него мост должен быть проверен на прочность путем передачи на него нагрузки насосно-компрессорных труб со специально оборудованным низом.

В процессе испытания будут получены следующие данные:

- начальное пластовое давление и температура,

- возможные в условиях последующей эксплуатации скважин дебиты и забойные давления,

- общие для каждой скважины и удельные (то есть на 1 метр нефтенасыщенной толщины) коэффициенты продуктивности горизонтов по нефти и жидкости,

- определение обводненности,

- отбор и производство лабораторных анализов проб нефти, газа, воды.

Устья скважин при ликвидации или консервации оборудуются согласно утвержденного «Типового проекта проведения изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, не содержащих токсичные и агрессивные компоненты».

В скважине №78 предусматривается опробование в эксплуатационной колонне в 3 объектах, приуроченных к предполагаемым нефтегазоперспективным подкарнизным пермотриасовым горизонтам, в скважинах R101, R102, R103, R104, R105 по 3 объекта в триасовых отложениях. Интервалы испытаний будут уточняться специалистами ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» (отделы геологии и бурения) после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований.

Испытания в открытом стволе не предусматриваются.

Таблица 6.9.3.1 – Интервалы испытания в эксплуатационной колонне

Проект.скв	№объекта	Интервалы испытания, м	Горизонты
78	I	2300-2320	Подкарнизный пермотриас РТ
	II	2250-2270	
	III	2150-2170	
R101	I	1205-1225	Т
	II	1170-1190	
	III	1110-1130	
R102	I	1430-1450	Т
	II	1370-1390	
	III	1330-1350	
R103	I	1750-1770	Т
	II	1480-1500	
	III	1330-1350	
R104	I	1270-1290	Т
	II	1190-1210	
	III	1120-1140	
R105	I	1270-1290	Т
	II	1190-1210	
	III	1120-1140	

6.9.4. Лабораторные исследования

Все отобранные образцы керна, шлама, пробы нефти, газа и воды регистрируются в специальных журналах геологической службы УБР и отправляются на исследования в

аккредитованные лаборатории ТОО «КазНИГРИ», ТОО «Каспиймунайгаз», ТОО «Стратум-КЭР» и другие компании на договорной основе.

Предусматривается следующий комплекс лабораторных исследований в расчете на одну скважину (табл.6.9.4.1). По 6 скважинам проектный объем лабораторных исследований составляет 72 проб флюидов и 558 образцов керна.

**Таблица 6.9.4.1 – Перечень и объемы лабораторных исследований
керн и флюидов**

Название работы	Единица измерения	Объем работы
Исследование флюидов по стандартным методикам		
Глубинные пробы нефти	Проба	3
Поверхностные пробы нефти	Проба	3
Пробы воды	Проба	3
Исследования газа	Проба	3
Исследование керн		
Изготовление и описание шлифов	шлиф	30
Определение коллекторских свойств пород	Образец	30
Определение насыщенности	Образец	10
Люминесцентно-битуминологические определения	Образец	10
Палинологические исследования	Образец	10
Биостратиграфический анализ керн	Образец	3

Для уточнения литологии и возраста проходимых пород, отбираются образцы на петрографический и минералогический, микрофаунистический и споропыльцевой анализы.

Отобранные в процессе бурения пробы нефти, газа и воды отправляются на анализ с целью изучения их состава, физических и химических свойств.

Отбор и отправка образцов проб ведется геологической службой совместно с буровой бригадой.

7. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

В настоящее время гамма-каротаж является обязательным методом при комплексном изучении скважин.

Гамма-каротаж проводится в скважине до обсадки ее колоннами.

В соответствии с существующими требованиями объем работ по попутным поискам на месторождении Кемерколь должен быть следующим:

- гамма-каротаж (со 100% охватом запроектированного метража бурения) - 10300 м;
- контрольный (повторный) каротаж (с 10% охватом от общего метража бурения) - 1030 м;
- отбор проб воды для анализа урана и радия - 3 пробы.

В разрезах проектных скважин аномалии повышенного фона радиации (с точки зрения массовых поисков урана) не ожидаются.

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

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

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

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

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

8.1. Объемы и этапы ликвидационных работ

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в

соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

8.2. Расчет затрат на ликвидацию скважин

Организация работ по ликвидации скважин на контрактной территории, которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях предусматривает следующие.

Также в эту группу затрат входят укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец. техники.

Таблица 8.2.1 – Виды транспортных средств, используемых при ликвидации скважин

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество	Стоимость, в тыс.тенге	Общая стоимость, в тыс.тенге
1	2	3	4	5	6
1	Мобилизация и	комп	1	800	*

	демобилизация агрегата на 80 км				
2	Монтаж и демонтаж передвижного агрегата грузоподъемностью	комп	1	242	*
3	Оплата труда бригады КРС	сутки	9	62	558
4	Амортизация оборудования	сутки	9	15	135
5	Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата	сутки	9	12	108
6	Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы	опер			
	Материалы:				
7	Цемент класса "G"	тн.	1,4	25	35
8	Ингибитор коррозии	литр	0,17	0,25	0,0425
9	Ингибитор H ₂ S	25 кг.	0,06	6	0,36
10	Кислород	шт	50	7	350
11	Пропан	шт	30	10	300
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				1486,4

Примечание: *-затраты не включены в общую стоимость т.к. будут привлечены собственные агрегаты и другие транспортные средства.

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Стоимость ликвидации одной скважины составила 1 486 403 тенге.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разведки месторождения в 2022 г - 7 скважин.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

*7скважин *1 486 403 тенге= 10404821 тенге.*

8.3. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель.

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель - 0,3 м;
- норматив на производство земельных работ составляет 12560 тенге.

Таким образом объем рекультивации земли на одну скважину составил:
 $20\text{м} \times 20\text{м} \times 0,3\text{м} = 120\text{ м}^3$.

Объем рекультивации на 7 скважин: $120\text{м}^3 \times 7 \text{ скважин} = 840\text{ м}^3$

Стоимость рекультивации скважин составляет:

$960\text{ м}^3 \times 12\,560 \text{ тенге} = 10\,550\,400 \text{ тенге}$.

8.4. Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе в результате эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 75 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 147,64 тонн, согласно таблицы 8.4.1.

Таблица 8.4.1 - Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Общий вес металлолома, тонна
1	2	3
НКТ	19,3	134,96
Фонтанная арматура	1,2	8,4
Прочее оборудование	4,28	4,28
Всего		147,64

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит: $75\,000 \text{ тенге} \times 147,64 \text{ тонн} = 11\,073\,000 \text{ тенге}$.

8.5. Расчет размера отчислений в ликвидационный фонд

Согласно Методических рекомендаций по составлению проектов разведочных работ углеводородом. В данной главе приводятся срок и затраты по ликвидации или консервации на период реализации проекта по рассматриваемой территории согласно Кодексу и подписанному Контракту.

Расчет отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 8.5.1.

Таблица 8.5.1 - Расчет предполагаемого отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4

1.	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тенге	10 404 821,00
		\$	24 424,46
2.	Стоимость рекультивации земли	тенге	10 550 400,00
		\$	24 766,20
3.	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тенге	20 955 221,00
		\$	49 190,66
4.	Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тенге	11 073 000,00
		\$	25 993,00
5.	Сумма отчислений в ликвидационный фонд на период 2021-2022гг.	тенге	9 882 221,00
		\$	23 197,70

**Курс доллара, применяемый при переводе 426 тенге/доллар США.*

В таблице 8.5.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Таблица 8.5.2 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд

Год	Отчисления ликвидационный фонд, тенге	Отчисления ликвидационный фонд, \$
1	2	3
2021	4941110,5	11598,85094
2022	4941110,5	11598,85094
Всего за период 2021- 2022 гг	9882221	23197,70188

По данным таблицы 8.5.2 видно, что на основании произведенных расчетов сумма обеспечения ликвидационного фонда по разведочным работам на месторождении Кемерколь на период 2021-2022 годов составит 9882221 тенге или 23197,7\$.

В процессе проведения работ по ликвидации последствий разведки углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

10. ОХРАНА ТРУДА, НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

10.1. Охрана труда, техники безопасности и промышленной санитарии

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

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

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

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

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

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

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

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать

персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

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

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

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

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

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

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

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются

и работают в соответствии с инструкциями производителей, людьми, имеющими соответствующие полномочия и квалификацию. Все приборы и оборудования должны быть размещены согласно международным промышленным стандартам. Сертификат соответствия технике безопасности должен быть на все оборудование, где это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обозреваемой позиции.

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

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

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

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

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

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

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

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

Количество и степень вредности отходов должна быть минимизировано. Если нет специальных приспособлений для утилизации отходов, отходы должны быть обработаны в соответствии с действующими правилами и законодательством. По завершению работ место расположения вахтового поселка должно быть полностью очищено. Руководство по работе с отходами должно гарантировать, что риск здоровью и безопасности персонала, а также окружающей среде в целом будет минимальным.

Санитарно-бытовое обслуживание

Рабочий персонал будет доставляться на место работы автотранспортом с г.Атырау, расположенном в 300 км от места работы. Проживание персонала будет осуществляться в вахтовом поселке на 60 человек, расположенном на месторождении Кемерколь.

Проживание в вахтовом поселке должно соответствовать Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам нефтедобывающей промышленности (№561 от 29.07.2010 г) и Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам коммунального назначения (№555 от 28.07.2010 г).

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

При обслуживании и эксплуатации электрооборудования будут выполняться все мероприятия по технике безопасности в соответствии с ПУЭ и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок" Эти мероприятия в обязательном порядке включают: защитные средства, защитное отключение, пониженное напряжение, заземление.

Противопожарные мероприятия

Площадка работ будет снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности РРВО-85», ч.7.1 и 11. Весь персонал, работающий на буровой площадке, пройдет специальный курс по использованию огнетушителей.

Все работы по строительству скважины проводятся в соответствии с планом мероприятий предприятия по охране труда на буровой площадке. Этот план должен быть разработан с учетом вредных факторов на месте проведения работ, объема данных работ, нужд сотрудников и мер безопасности. При проведении таких видов работ необходимо действовать согласно Технического регламента «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями» (№1335 от 31.12.2008г), Технического регламента «Требования к безопасности нефтегазопромыслового, бурового, геологоразведочного и геофизического оборудования (№2231 от 29.12.2009г)», Требований промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений в Республике Казахстан (2008г) и

Требований промышленной безопасности при подземном ремонте нефтяных и газовых скважин (2008г)

Согласно Закону Республики Казахстан "О пожарной безопасности" обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия.

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

- соблюдению требований пожарной безопасности, а также предписаний и иных законных требований органов противопожарной безопасности;
- проведению противопожарной пропаганды, а также обучению своих работников мерам пожарной безопасности;
- содержанию в исправном состоянии системы и средств пожаротушения, не допущения использования их не по назначению;
- оказанию содействия в установлении причин и условий возникновения и развития пожаров, а также выявлению лиц, виновных в нарушении требований пожарной безопасности и возникновении пожаров.

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

1. Строительно-монтажные и подготовительные работы.
2. Бурение оценочных скважин.
3. Испытание скважин.
4. Консервация и ликвидация скважин.

Согласно «Санитарно-эпидемиологических требований к проектированию производственных объектов», утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения РК №795 от 6 октября 2010 г, минимальный размер СЗЗ предусматривается размером 500 м.

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

Для проведения геологоразведочных работ на площади земельный отвод на одну скважину составит 1,6 га, согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

10.2. Оценка воздействия на окружающую среду

Проведению оценочных работ должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- «Экологическим Кодексом РК»;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О земле»;
- Кодексом о здоровье народа и системе здравоохранения от 18.09.2009 г.;
- Законом «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды;
- Правилами техники безопасности и защиты окружающей среды при строительстве, прокладке, эксплуатации и ремонте подводных трубопроводов, подводных линий электропередачи и связи, относящихся к нефтяным операциям. Постановление Правительства РК № 732, 1996 г.

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

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

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

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

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

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

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

Бурение и крепление колонн. Бурение скважины производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Выбор породоразрушающих инструментов произведен, согласно «Протокола испытания шарочных долот» с учетом проектного разреза и фактической отработки долот по ранее пробуренным скважинам.

Крепление скважины обсадными колоннами согласно проектным данным должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин» и с «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность».

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

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

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

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

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

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

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

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

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

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

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

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

- передвижные и стационарные двигатели внутреннего сгорания;
- горючесмазочные материалы;
- технологическое оборудование;
- вещества и материалы, используемые для приготовления и кондиционирования буровых технологических жидкостей (бурового и тампонажного растворов, буферных жидкостей);

- отходы бурения;
- твердые бытовые отходы;
- пластовые флюиды, в том числе углеводородные с сероводородом (в случае нефтегазоводопроявления).

Этот этап характеризуется интенсивным водопотреблением. Отличительной особенностью этого этапа является использование для промывки скважины раствора на углеводородной (минеральной) основе. Этот раствор и загрязненный им буровой шлам являются потенциальными источниками загрязнения атмосферного воздуха (испарение легких фракций углеводородов) и грунта на территории буровой площадки почв за ее пределами (в случае миграции углеводородов за пределы буровой площадки, например за счет смыва их атмосферными осадками). Возможно вторичное загрязнение окружающей среды при транспортировке нефтесодержащих отходов для захоронения.

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

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

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

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

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

Вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны быть в соответствии с Едиными техническими правилами при ведении буровых работ и правилами пожарной безопасности.

Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности раствора нефтью. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать не менее 24 часов для очистки. Интенсификация притока в карбонатных коллекторах проводится путем солянокислотной обработки пласта.

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;
- исследование продуктивности скважин методом восстановления давления и методом установившихся отборов с построением индикаторных диаграмм по каждому вскрытому пласту;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью определения содержания растворенного газа, давления насыщения, вязкости и плотности в пластовых условиях и других физико-химических параметров пластовых флюидов.

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

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

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

Вызов притока из пласта свабированием является одним из наиболее эффективных и технологичных методов освоения скважины после бурения, обеспечивающим, одновременно, возможность исследования гидродинамических характеристик пласта и не герметичности обсаженной скважины.

Постепенно снижение давления на забой не позволяет осуществлять резкую депрессию на пласт, которая иногда необходима для отчистки каналов призабойной зоне пласта. Поэтому при отсутствии притока при свабировании необходимо убедиться в наличии связи пласта со скважиной и принять меры по устранению сопротивления движению жидкости.

Свабирование скважин с высоким пластовым давлением производят при установленных на устье фонтанной арматуре и противовыбросовым сальниковом устройстве (лубликаторе). Если давление ниже гидростатического, используют только устройство для направления жидкости, извлекаемой из скважины, в емкости.

Приток из нефтяного пласта при свабировании определяют по появлению в извлекаемой жидкости газа, эмульсии и нефти. При получении интенсивного притока уровень в скважине возрастает и встречается свабом на глубине, откуда жидкость уже была извлечена. Если пластовое давление ниже гидростатического, свабирование ведут до полного извлечения находящиеся в скважине жидкости, т.е. замены ее пластовым флюидом.

При опробовании методом свабирования производят комплекс исследовательских работ: замеры дебитов нефти, газа на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

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

Во всех случаях составляются планы проведения работ по консервации или ликвидации, согласно Типовых проектов на данные виды работ, которые согласовываются с Ростехнадзором, инспекцией по охране недр, ТД «Запказнедра» и другими организациями.

При подготовке буровой площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины. Согласно «Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» изд. ВНИИБТ, М, 1990г., районы подразделяются на различные зоны в зависимости от ландшафта, рельефа, растительного покрова и других географических особенностей.

При консервации или ликвидации скважины следует строго руководствоваться разработанным Заказчиком типовым проектом проведения изоляционно-ликвидационных работ, согласованным с теми же организациями.

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

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

Водоснабжение и водоотведение

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

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

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться не менее 1 раза в 10 дней. Качество питьевой воды будет соответствовать санитарным правилам и нормам №534 от 28.07.2010 г.

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5 \text{ м}^3$), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Количество работающих предположительно составляет 35 человек. Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет $0,125 \text{ м}^3/\text{сут}$.

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

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м^3

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

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

Объём образования технологических отходов бурения одной скважины определяется в соответствии с «Инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих», РД 51-1-96.

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

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

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

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

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

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

Для предотвращения опасности аварийных выбросов из разрушенных или горящих объектов предусматривается обеспечение прочности и эксплуатационной надежности всех систем объекта. Надежность оборудования в целом определяется при их выборе и заказе.

Также предусмотрен ряд мер и мероприятий по технике безопасности, санитарии, пожарной безопасности с целью исключения возникновения аварийных ситуаций.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте строительства, в том числе:

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

Для борьбы с возможным пожаром предусматривается достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

При проведении работ предотвращение выбросов вредных веществ при вскрытии продуктивных горизонтов производится созданием противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление.

Противовыбросное оборудование обеспечивает безопасное и надежное вскрытие продуктивных отложений, соответствующее требованиям Госгортехнадзора.

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Порядок контроля определяется “Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности” (РД 08-45-94). Для контроля на объекте будут находиться не менее 2 переносных газоанализаторов.

При осложнениях во время буровых работ, предусматривается закрытая циркуляция бурового раствора с одновременным принятием мер по ликвидации осложнений. Также предусматривается контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

Для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами от дизельных генераторов необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру.

На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами).

Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;

- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение *природоохранных мероприятий*, основными из которых являются:

- Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.
- Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.
- Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).
- Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.
- Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.
- Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.
- Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

Основные *мероприятия* по минимизации отрицательного антропогенного воздействия *на животный мир* должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;

работы по восстановлению деградированных земель.

- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:
- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

10.3. Охрана недр

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов.

Существенное воздействие на геологическую среду оказывает бурение скважин. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов преимущественно техногенно-переотложенных и техногенно-образованных.

Бурение скважины действует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород).

Воздействие «сверху» происходит при обустройстве и включает работы, связанные с освоением территорий (отсыпка основания, прокладкой коммуникаций, строительством дорог и т.п.).

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основными механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой.

Воздействие на геологическую среду «снизу» происходит при бурении скважин.

При бурении часть промывочной жидкости поступает из ствола скважины в водоносные горизонты, загрязняя их. Иногда поглощение буровых растворов имеет катастрофический характер. Основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах.

Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды.

Изменяются пластовые гидродинамические и термодинамические условия. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. При этом происходят существенные изменения в водоносных горизонтах. При бурении нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

Кроме того, возможны местные и региональные просадки поверхности. переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры.

Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, «образование антропогенных грифонов и гейзеров».

В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных, гидродинамических, термических, геохимических и др. Глубина изменения геологической среды может достичь несколько километров

Оценка воздействия на геологическую среду дана на основе анализа проектных решений с учетом опыта проведения буровых работ.

Намечаемая хозяйственная деятельность не вызовет существенных изменений геологической среды. Земляные работы имеют временный характер. Общего изменения мощности слоя пород зоны аэрации не произойдет. Воздействие оценивается как незначительное.

В условиях близкого залегания грунтовых вод незначительные нарушения микрорельефного залегания почв вызовут изменения температурного и водного режимов.

Поверхностные механические нарушения не имеют площадного характера и связаны с земляными работами по прокладке дороги и формированию площадки. Данные работы не приведут к образованию новых форм рельефа, существенному перераспределению поверхностного стока и нарушению режима подземных вод ввиду незначительного объема перемещаемого грунта. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

Изменение химического состава и режима глубоких водоносных горизонтов маловероятно, так как строительство скважин осуществляется с применением передовых технологий и материалов, что сводит к минимуму риск возникновения нештатных ситуаций, при которых возможно нарушение герметичности цементирования или иных заколонных проявлений. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

В процессе бурения скважин предусматривается комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

Проектом бурения скважин предусмотрено использование в верхнем интервале скважины экологически безопасных буровых растворов, все компоненты которых будут иметь паспорт безопасности вещества.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины.

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Ликвидация скважин будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых (2018 г). На устье скважины устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

После ликвидации скважины в первый летний сезон будут выполнены работы по рекультивации буровой площадки в соответствии с проектом рекультивации.

Охрана недр включает в себя систему правовых, организационных, технологических, экономических, и других мероприятий направленных на:

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого.
- Использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов.
- Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
- Предотвращение ветровой эрозии почв,
- Предотвращение техногенного опустынивания,

- Сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин.
- Предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин.
- Использование в производстве нетоксичных материалов.
- Экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения.
- Очистка и использование промышленных и хозяйственных стоков в повторных циклах.

11. Продолжительность проектируемых работ

По календарному плану на монтаж буровой вышки, бурение скважины, испытание перспективных объектов, демонтаж и переброску вышки отводятся от 217 до 287 дней.

Таблица 11.1 - Календарный план бурения проектируемых скважин

№№	Номера проект. скважин	Проектные глубины, м	Годы бурения	Продолжительность строительства скважины, дни	Примечания
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	
1	78	2500	2022	287	Независимые
2	R101	1300	2021	217	
3	R102	1700	2021	220	
4	R103	2000	2022	224	Зависимые от результатов бурения скв. R101, R102
5	R104	1400	2022	218	
6	R105	1400	2022	218	
Всего		10300			

12. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Объем финансирования на проведение геологоразведочных работ на контрактной территории Кемерколь составит 5465 млн.тенге, сведения о видах геологоразведочных работ и объемах финансирования приведены в таблице 12.1.

**Таблица 12.1 - Основные финансовые затраты проектируемых ГРП
на период 2021-2022 гг**

	Виды работ	Ед.изм	2021	2022	Всего
1	Оценочное бурение, (включая расходы на строительство площадок, бурение)	К-во скв	2	4	6
		№№скв	R101, R102	78, R103, R104, R105	
		пог.м	2700	7600	10300
		Млн тнг	1104	3108	4212
2	ГИС	пог.м	2700	7600	10300
		Млн тнг	90	180	270
3	Освоение и испытание скважин	Млн.тнг	260	500	760
4	Лабораторные исследования	Млн.тнг	36	72	108
5	Интерпретация данных МОГТ 3Д	Млн.тнг	55		55
6	Подсчет запасов УВС подкарнизной залежи и утверждение в ГКЗ РК	Млн.тнг		30	30.00
7	Подсчет запасов УВС надсолевых триасовых отложений и утверждение в ГКЗ РК	Млн.тнг		30	30.00
	Всего	Млн.тнг	1545	3890	5465

13. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Определение категорийности прогнозных ресурсов нефти произведено согласно “Классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа” (от 27.10.2005 г).

По результатам переобработки и переинтерпретации данных 3Д в 2016 г компанией «Reservoir Evaluation Services» было уточнено геологическое строение контрактной территории, выделены перспективные объекты в триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях

За основу подсчета приняты структурные карты по отражающим горизонтам VI-I, T2, T2-1 (граф.прил.5-7).

При подсчете были использованы подсчетные параметры месторождений Кемерколь (надсолевые триасовые отложения), Новобогатское Западное (подкарнизные пермотриасовые отложения).

Расчетные данные прогнозных ресурсов приведены в таблице 13.1, по предварительной оценке прогнозные ресурсы по категории Сз, подсчитанные по подкарнизному пермотриасовому объекту РТ и ловушкам, выделенным в отложениях триаса, составляют 8,3 млн.т.

Оценка ресурсов нефти произведена объемным методом по формуле:

$$Q_n = S \cdot h \cdot K_p \cdot K_s \cdot \theta \cdot \gamma,$$

где: S – площадь нефтеносности, 10^6 м^2 ;

h – нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – среднее значение коэффициента открытой пористости, д.е.;

K_s – среднее значение коэффициента нефтенасыщенности, д.е.;

θ - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти;

γ - среднее значение плотности нефти при стандартных условиях, г/см^3

Извлекаемые ресурсы нефти определялись по формуле $Q_{n.\text{изв}} = Q_n \cdot \eta$,

где: η - коэффициент извлечения нефти, д.е.

Таблица 13.1 - Оценка ресурсов нефти по категории С3

нефтегазоперспективные отложения	оконтуривающая изогипса	площадь ловушки, 10 ³ м ²	нефтенасыщенная толщина, м	коэф-т откр. пористости	коэф-т нефтенасыщенности	пересчетный коэф-т	плотность нефти, г/см ³	геологические ресурсы нефти, тыс.т	коэф-т нефтензвлечения	извлекаемые ресурсы нефти, тыс.т	газосодержание, м ³ /т	геологические ресурсы раств. газа, млн.м ³	извлекаемые ресурсы раств. газа, млн.м ³
северо-западное крыло													
T2 (р-н скв. R102)	-1500	2045	10	0.26	0.72	0.8	0.861	2636.9	0.3	791.1	7.72	20	6
T2-1 (р-н скв. R101,102)	-1200	1880	10	0.26	0.72	0.8	0.861	2424.1	0.3	727.2	7.72	19	6
								5061		1518		39.07	11.72
РТ (подкарниз)	-2400	2850	15	0.19	0.7	0.7	0.820	3263.6	0.3	979.1	7.72	25	8
								8324.6		2497		64.27	19.28

Таблица 13.3 –Оценка ресурсов газа по категории С3

Горизонт	Площадь газоносности, тыс.м ²	газонасыщенная толщина, м	Коэффициенты		Пластовое давление, МПа		Поправка на температуру	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариотта		Коэффициент перевода технич.с. МПа в физич.	Геологические ресурсы пластового газа, млн.м ³
			открытой пористост и д.ед.	газонасыщенности, д.ед.	начальное	конечное		начальная	конечная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
северо-западное крыло, ловушка РТ-I											
РТ (подкарниз)	300	10.0	0.21	0.22	470	462	0.918	1.125	1	0.97	8.2

13.2. Оценка сопутствующих компонентов на проектируемых площадях

В связи с непромышленным содержанием подсчет запасов сопутствующих компонентов не проводился.

14. Основные технико-экономические показатели оценочных работ

Настоящим проектом предусматривается бурение в 2021-2022 гг шести скважин №78, R101, R102, R103, R104, R105 с целью оценки нефтегазоперспективности триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложений на месторождении Кемерколь общим метражом бурения 10300 м.

Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти по категории С3 по контрактной территории Кемерколь составляют 2,5 млн.т.

При определении затрат на бурение стоимость 1 м проходки принята равной 408930 тенге, затраты на бурение 6 скважин составляют 4212 млн.тенге.

Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, которые приведены в таблице 14.1.

По приведенным расчетам можно сделать заключение об экономической эффективности планируемых работ.

**Таблица 14.1 - Основные геолого-экономические показатели
поисково-разведочных работ**

№№	Наименование показателей	Значение показателей
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
1	Количество скважин, шт.	6
2	Объем бурения, м	10300
3	Сметная стоимость 1 м проходки, тыс.тенге	408,9
4	Затраты на бурение, млн.тенге	4212
5	Ожидаемые извлекаемые ресурсы нефти, млн.т	2,5
6	Ресурсы нефти на 1 скв, тыс.т	416
7	Ресурсы на 1 м проходки, тн	243
8	Ресурсы нефти на 1 тенге затрат, тн	0,0006
9	Стоимость 1 т извлекаемых ресурсов нефти, тенге	1685

15. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обоснованием для продолжения геологоразведочных работ в пределах контрактной территории Кемерколь являются:

- положительные результаты глубокого бурения в пределах исследуемой территории (установленные запасы нефти в триасовых отложениях на северо-западном и юго-западном крыле структуры Кемерколь, выявленные залежи в подкарнизных пермотриасовых отложениях в скв. №№76, 85 и в юрских отложениях в скв.62);
- соответствие требованиям Кодекса РК "О недрах и недропользовании" (статья 116 пункт 4.3), где под сложными проектами разведки признаются проекты в рамках контрактов на разведку и добычу углеводородов со следующими параметрами - аномально высокое пластовое давление залежи с коэффициентом аномальности 1,5 и выше.
- выделение перспективных объектов в триасовых отложениях и подкарнизных пермотриасовых отложениях по результатам переобработки и переинтерпретации данных 3Д (2016 г).

Проектом закладывается бурение 6 оценочных скважин: скв.78 с проектной глубиной 2500 м, скважины R101, R102, R103, R104, R105 с проектными глубинами от 1300 м до 2000 м.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.06.2018 г
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» от 15 июня 2018 года № 239.
3. Акчулаков У.А. и др. Проект пробной эксплуатации месторождения Кемерколь, г.Алматы, ТОО «АкАй Консалтинг», 2007 г.
4. Акчулаков У.А. и др. Отчет о результатах переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах Контрактной территории ТОО «Victoria Energy Central Asia», г.Алматы, ТОО «Центр Консалтинг», 2010 г.
5. Тлекбаева Л.Н. Проект «Дополнение к проекту оценочных работ на месторождении Кемерколь», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2016 г.
6. Матлошинский Н. и др. Отчет «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д, интегрированная с результатами седиментологического анализа и скважинными данными для уточнения потенциала установленных залежей и определения перспектив для прироста запасов и ресурсов УВС месторождения Кемерколь», г.Алматы, ТОО «Reservoir Evaluation Services», 2016 г.
7. Джарилгасинов А. и др. «Дополнение к проекту пробной эксплуатации работ на месторождении Кемерколь», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2016 г.
8. Тлекбаева Л.Н. Проект «Дополнение №2 к проекту оценочных работ на месторождении Кемерколь», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2017 г.
9. Турмагамбет Л.И. и др. Отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.04.2018г», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2018 г.

Приложение 1

Приложение 2

Приложение 3

18020929



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

19.11.2018 жылы

18020929

Мұнай және газ саласындағы тау-кен өндірістерін (көмірсутек шикізаты), мұнай-химия өндірістерін жобалауға (технологиялық) және (немесе) пайдалануға, магистральдық газ құбырларын, мұнай құбырларын, мұнай өнімдері құбырларын пайдалану айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

"Каспий Энерджи Ресерч" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060005, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Өтпе жолы Ғалымжан Хакимов, № 4 үй., БСН: 020840001081 берілді

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту

Неліктен шығарылмайтын, 1-сынып

(неліктен шығарылатындығы, рұқсаттың классы)

Лицензвар

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

(лицензиярдың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

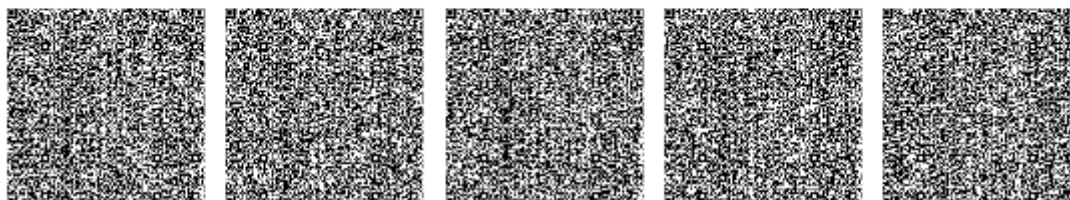
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні

Лицензияның
қолданылу кезеңі

Берілген жер

Астана қ.



18020929



1 беттен 1-бет

МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

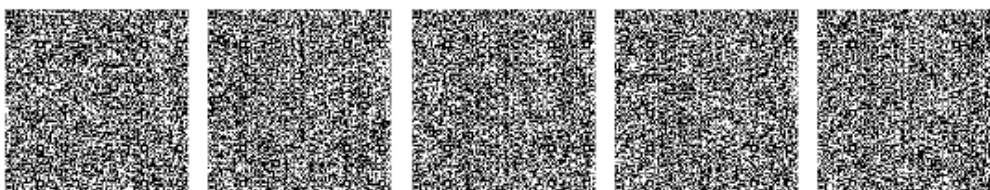
Лицензияның нөмірі 18020929

Лицензияның берілген күні 19.11.2018 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:

- Көмірсутекті пикізат кен орындарына арналған жобалардың техникалық-экономикалық негіздемесін жасау
 - Көмірсутекті пикізат кен орындарына арналған жобалардың технологиялық регламенттерін жасау
 - Көмірсутекті пикізат кен орындарына арналған жобалардың жобалық құжаттарын жасау
- («Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат	<p>"Каспийан Энерджи Ресерч" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі</p> <p>060005, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Өтпе жолы Ғалымжан Хакимов, № 4 үй., БСН: 020840001081</p> <p>(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)</p>
Өндірістік база	<p>Атырау обл., Атырау қ., өтпе жолы Ғ. Хакимов, 4 - "Астра РИЭЛТИ" ЖШС-мен жалға алу шартына сәйкес</p> <p>(орналасқан жері)</p>
Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары	<p>(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)</p>
Лицензиар	<p>Қазақстан Республикасының Энергетика министрілігі</p> <p>(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)</p>
Басты (уәкілетті тұлға)	<p>АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ</p> <p>(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))</p>
Қосымшаның нөмірі	001
Қолданылу мерзімі	
Қосымшаның берілген күні	19.11.2018
Берілген орны	Астана қ.



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 желтоқсандағы Заңы 7-бабының 1 тармағымен сәйкес заңға тасымалданатын құжаттың мәнінде берілді. Дәлелді құжаттың осыған сәйкес 1-атқала 7-ТҚК-тің 1-мәзірі 2003-жылғы "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" федеральном законе на русском языке.