

**ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)
ТОО «Viridi Navitas»**

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Neogen Energy Development»
(Неоген Энерджи Девелопмент)

_____ Сюй Веньши
_____ 2025 г.

ДОПОЛНЕНИЕ
к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.

Генеральный директор
ТОО «Viridi Navitas»

Заиров Ж.Г.

г. Астана 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	ФИО
Ведущий геолог		Ерниязова Г.Т.
Ведущий инженер		Умбетов Е.
Инженер		Галиева А.Т.

РЕФЕРАТ

Ерняязова Г.Т., Умбетов Е. «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.». Договор № 01-2025 от 22.10.2025 г.

Книга и папка с графическими приложениями

Книга I - текст 121 страниц, 6 текстовых приложения, 43 таблицы, 7 рисунков.

Папка с графическими приложениями – 10 приложений на 10 листах.

Адрес объекта исследований: Атырауская область Республики Казахстан. Организация – заказчик проекта: ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)» (Контракт №5298-УВС от 14.12.2023 года, на разведку и добычу углеводородов на месторождении Онгар Восточный в Атырауской области, Республики Казахстан).

ТОО «Viridi Navitas», г. Астана, район Нұра, ул. Төле би, дом 51, кв.100, лицензия №13011325 от 18.07.2013г.

В 2024 году был составлен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент), согласно которому в 2025 году были пробурены две разведочные скважины О-21 и О-23. По заключению ГИС в разрезе скважин были выделены продуктивные пласты в среднеюрских отложениях для испытания. В этой связи возникает необходимость продолжения разведочных работ на месторождении Онгар Восточный.

Настоящим «Дополнением к проекту...» предусматривается бурение 6-ти разведочных скважин проектными глубинами по 700 м (± 250 м) каждая, из них 2 скважины (О-27, О-30) - независимые.

В Дополнении предлагается изменить первоначальное местоположение и увеличить проектную глубину до 1200 м (± 250) проектной разведочной скважины О-22, а также снять с бурения проектную скважину О-25, предусмотренных по Проекту 2024 г. Составлен план мероприятий по расконсервации ранее пробуренных скважин Г-2 и Г-6.

В «Дополнении к проекту...» приведены сведения о геологическом строении и результатах проведенных геологоразведочных работ на контрактной территории и прилегающей к ним территории, дано обоснование видов и объемов геологоразведочных работ, освещены методика и объем разведочных работ, цели и задачи, характеристика буровых растворов и т.д.

Составитель реферата

Ерняязова Г.Т.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Neogen Energy Development»
(Неоген Энерджи Девелопмент)»

_____ **Сюй Вэньши**

«__» _____ 2025 г.

Геологическое задание

на выполнение «Дополнения к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) и Проекта пред ОВОС к нему» (далее по тексту – проект)

Основание для выдачи геологического задания

Основанием для выдачи геологического задания являются Контракт №5298-УВС от 14.12.2023 года, на разведку и добычу углеводородов на месторождении Онгар Восточный в Атырауской области Республики Казахстан.

В 2024 году был составлен Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент).

Целевое назначение работ

Целью настоящего Дополнения к проекту является разработка и обоснование дополнительных видов и объемов работ в пределах геологического отвода на на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) с целью выделения перспективных участков для проведения буровых работ.

1. Задачи

- Анализ геолого-геофизической изученности и геологического строения района работ;
- Обоснование точек заложения 6-ти поисковых скважин (2-х независимых №О-27 и О-30), 4-х зависимых №№О-26, О-28, О-29, О-31) с целью поисков залежей нефти и газа в среднеюрских и триасовых отложениях;
- Разработать план мероприятий по расконсервации скважин Г-2 и Г-6;
- Обоснование конструкции скважин, параметров бурового раствора, бурового оборудования;
- Обоснование видов и объемов работ в скважинах: отбор керна и шлама, ГТС, ГИС, испытания перспективных на нефть и газ пластов в открытом стволе и в колонне;
- Разработка «Проекта Оценки воздействия на окружающую среду» (далее – ОВОС).

2. Содержание проекта

Проект должен содержать все главы и оформлен согласно действующим инструкциям и методическим указаниям.

- 2.1 Графические приложения Проекта должны включать
 - структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI;
 - геолого-геофизические разрезы через проектные скважины;
 - иные графические приложения
- 2.2 Обосновать точки заложения проектных скважин и их задачи по результатам обработки геолого-геофизических данных;
- 2.3 Комплекс ГИС и ГДИС провести на основе современных методов и приборов с учетом новейших технологий;
- 2.4 Опробование/испытание скважин и отбор керна предусмотреть в соответствии с нормативными правовыми актами, инструкциями, методическими рекомендациями, действующими в Республике Казахстан.

3. Требования к оформлению проекта и сдаче результатов

- 3.1. Проект должен быть составлен в соответствии с требованиями действующих инструкций и правил по составлению проектных документов и стандартов Республики Казахстан.
- 3.2. На основании Договора, выданной Заказчиком, Исполнитель должен направлять самостоятельно Проект на проведение экспертизы в государственные органы Республики Казахстан.
- 3.3. Текст проекта, таблицы и приложения в форматах «.dos», «.xls», «.pdf»;
- 3.4. Графические приложения и рисунки в форматах «.pdf», «.jpg», «.cdr»;
- 3.5. Проект должен быть сдан в бумажном носителе (жестком переплете) и цифровом формате на компакт-диске (СД): геологические фонды Заказчика – 2 экз., МД «Запказнедра» - 1 экз. с предоставлением оригиналов извещений о принятии отчета на хранение.

4. Сроки выполнения работ

Разработка проекта, его согласование и утверждение – 120 дней с момента подписания договора и получения исходных материалов Исполнителем от Заказчика.

По завершению разработки проекта (Дополнения к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент), проект с Экологическим заключением будет представлен в Министерство Энергетики Республики Казахстан.

Главный геолог

Н. Сериков

ОГЛАВЛЕНИЕ

№№ глав	Название	стр.
1	2	3
	Реферат	3
1	ВВЕДЕНИЕ	12
2	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	13
3	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	16
3.1	Обзор и результаты ранее проведенных геолого-геофизических работ на участке недр	16
3.2	Анализ результатов буровых работ	18
3.3	Геофизические и геохимические исследования	24
3.4	Лабораторные исследования	26
4	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ УЧАСТКА	28
4.1	Проектный литолого-стратиграфический разрез	28
4.2	Тектоника	34
4.3	Нефтегазоносность	36
4.4	Гидрогеологическая характеристика	46
5	МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	49
5.1	Цели и задачи поисковых работ	49
5.2	Система размещения проектируемых скважин	50
5.3	План мероприятий по расконсервации скважин Г-2 и Г-6	51
5.4	Геологические условия проводки скважин	54
5.5	Характеристика промывочной жидкости	56
5.6	Обоснование типовой конструкции скважин	59
5.7	Оборудование устья скважин	60
5.8	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектной скважине	61
5.8.1	Отбор керна и шлама в проектной скважине	61
5.8.2	Геофизические и геохимические исследования	62
5.8.3	Опробование и испытание перспективных горизонтов	63
5.8.4	Лабораторные исследования	67
6.	ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	69
7.	ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	70
8.	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	71
8.1	Технические решения по ликвидации скважины	72
8.2.	Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины	74
8.3	Технология и типовые расчеты установки цементного моста	75
8.4	Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ	76

8.5	Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ	78
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
8.6	Подготовка к работам по ликвидации скважин	80
8.6.1	Разработка плана изоляционных работ скважин	80
8.6.2	Подготовка к работам по ликвидации скважины	81
8.6.3	Порядок оформления документов на ликвидации скважин	81
8.7	Сводный сметный расчет стоимости ликвидации	82
8.7.1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины	82
8.7.2	Мероприятия по рекультивации	83
8.7.3	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	83
8.7.3.1	Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель	89
8.8	Расчет рекультивации земли	90
8.9	Общая стоимость ликвидации скважин	91
8.10	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	91
8.11	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	93
9.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	94
10.	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ	102
11.	ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ	105
12.	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	106
13.	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	108
14.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
	Список использованных материалов	110
	Список рисунков и таблиц	8-10
	Список текстовых приложений	10
	Список графических приложений	11

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ рисунка	Наименование	стр.
1	2.1.	Обзорная карта района работ	15
2	4.3.1.	Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-I (из отчета по оперативному подсчету запасов нефти и газа 1992 г.)	39
3	4.3.2.	Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-II (из отчета по оперативному подсчету запасов нефти и газа 1992 г.)	40
4	4.3.3.	Геологический разрез (из отчета по оперативному подсчету запасов нефти и газа 1992 г.)	42
5	5.2.1	Расположение проектных скважин (Структурная карта по кровле среднеюрского продуктивного горизонта)	51
6	8.4.1.	Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин	77
7	8.4.2.	Схема расположения оборудования	78

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
1	2.1	Сведения по географо-экономическим условиям	13
2	3.1.1	Геолого-геофизическая изученность	19
3	3.1.2	Изученность площади Онгар Восточный глубоким бурением	21
4	3.2.1	Сведения по отбору керна в разведочных скважинах О-21 и О-23, пробуренных в 2025 году	23
5	3.3.1	Геофизические исследования	24
6	3.3.2	Выполненный комплекс геофизических исследований в скважине О-21	25
7	3.4.1	Лабораторные исследования, выполненные на площади Онгар Восточный - Бажир	27
8	4.1.1	Стратиграфические отбивки по пробуренным скважинам Онгар Вост.-Бажир	33
9	4.3.1	Результаты опробования и исследования скважин	43
10	4.3.2	Результаты опробования скважин испытателем пластов на бурильных трубах (КИИ)	44
11	4.3.3	Результаты опробования скважин опробователем пластов на каротажном кабеле (ОПН-140)	44
12	4.3.4	Физико-химические свойства нефти поверхностных условиях	45

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
13	4.3.5	Результаты анализов глубинных проб нефти	45
14	4.4.1	Содержание микрокомпонентов и микроэлементов в пластовых водах	47
15	4.4.2	Химический состав и физические свойства пластовых вод	48
16	5.3.1	Фактические данные по скважинам Г-2 и Г-6	52
17	5.3.2	Стратиграфические отбивки по скважинам Г-2 и Г-6	52
18	5.4.1	Геологические условия проводки скважин проектной глубиной 700 м	54
19	5.4.2	Геологические условия проводки скважин проектной глубиной 1200 м	55
20	5.4.3	Ожидаемые осложнения при бурении скважин проектной глубиной 700 м	56
21	5.4.4	Ожидаемые осложнения при бурении скважин проектной глубиной 1200 м	56
22	5.5.1	Характеристика промывочной жидкости проектных скважин глубиной 700 м	58
23	5.5.2	Характеристика промывочной жидкости проектных скважин глубиной 1200м	58
24	5.6.1	Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной 700 м	59
25	5.6.2	Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной 1200 м	59
26	5.7.1	Оборудование устья скважин	61
27	5.8.1.1	Предполагаемые интервалы отбора керна в проектных скважинах	62
28	5.8.1.2	Предполагаемые интервалы отбора керна в проектной скважине О-22	62
29	5.8.2.1	Комплекс геофизических исследований	63
30	5.8.3.1	Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне	65
31	5.8.3.2	Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержания	66
32	5.8.4.1	Предполагаемый комплекс исследований образцов керна и флюидов на 1 скважину	68
33	6.1	Виды и объемы попутных поисков	69
34	8.3.1	Сводка коэффициентов к расчетам	76
35	8.4.1	Техническая характеристика агрегата УПА-60/80	77
36	8.7.1.1	Технические средства, используемые для выполнения работ	83

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
37	8.7.2. 1	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	88
38	8.7.2. 2	Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель	88
39	8.7.3.	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	89
40	8.8.1	Сводный сметный расчет стоимости рекультивации нарушенных земель	90
41	8.9.1	Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин	91
42	8.10.1	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	92
43	8.10.2	Техническая характеристика УЭЦН	92
44	8.10.3	Техническая характеристика АФК1-65/65x21	92
45	8.10.4	Расчет общей массы металлолома	92
46	8.11.1	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	93
47	10.1	Расшифровка баланса времени на одну скважину	102
48	10.2	Расшифровка баланса времени расконсервации на одну скважину	103
39	10.3	Подробная расшифровка баланса времени на одну скважину	103
40	10.4	Календарный план бурения проектных скважин	104
41	11.1	Рабочая программа геологоразведочных работ на месторождении Онгар Восточный	105
42	12.1.1	Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа	107
43	13.1	Основные технико–экономические показатели разведочных работ	108

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№	№ прил.	Наименование	стр.
1	1	Геологический отвод с картограммой	111
2	2	Протокол заседания геолого-технического совещания ТОО «Viridi»	112
3	3	Протокол совместного заседания НТС ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) и ТОО «Viridi Navitas»	114
4	4	Заключение метрологической экспертизы	116
5	5	Справка о рассылке	117
6	6	Заключение скрининга воздействия намечаемой деятельности	118

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Название приложений	№ прило- жения	Кол-во листов	Масштаб	Степень секрет- ности
1	2	3	4	5	6
1.	Сводный разрез	1	1	1:1 000	н/с
2.	Структурная карта по отражающему горизонту III (кровля юры)	2	1	1:25 000	н/с
3.	Структурная карта по отражающему горизонту V (кровля триаса)	3	1	1:25 000	н/с
4.	Структурная карта по отражающему горизонту VI (кровля соли)	4	1	1:25 000	н/с
5.	Месторождение Онгар Восточный а) структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-I б) структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-II	5	1	1:25 000	н/с
6.	Корреляционная схема	6	1	верт. 1:500	н/с
7.	Месторождение Онгар Восточный Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-1	7	1	1:20 000	н/с
8.	Геологический профиль по линии I-I	8	1	гор. 1:10 000	н/с
9.	Геолого-технический наряд Скважина О-22	9	1	1:5 000	н/с
10	Геолого-технический наряд Скважина О-26	10	1	1:5 000	н/с

Всего графических приложений – 10

1. ВВЕДЕНИЕ

Контракт года на разведку и добычу углеводородов на месторождении Онгар Восточный был заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)» в 2023 году (рег.№5298-УВС от 14.12.2023 г.). Площадь геологического отвода составляет 21,33 км.² Стратиграфическая глубина отвода –до палеозойского фундамента. Контрактная территория административно относится к Макатскому району Атырауской области Республики Казахстан.

За период с 1982 г. по 1993 г. проведены сейсморазведка МОГТ 2Д; и бурение 5-ти поисково-разведочных скважин (Г-1, Г-2, Г-3, Г-6, и Г-12).

В 1992 году институтом КазНИГРИ был составлен «Отчет по приросту запасов нефти и газа по ПГО «Гурьевнефтегазгеология» по состоянию изученности на 01.01.92 г. По месторождению Онгар Восточный были подсчитаны начальные запасы в объеме 657 / 132 тыс.т. Однако ЦКЗ Госкомгеологии Республики Казахстан, ввиду ограниченных запасов нефти, низких дебитов и высокой вязкости нефти, запасы нефти были отнесены к забалансовым (657 тыс.т.) (Выписка из протокола ЦКЗ от 21.01.1992 г.).

В 1997 году АО «Атыраумунайгазгеология» был составлен «Отчет о результатах нефтегазопроискового бурения на площади Онгар Восточный-Бажир», где были обобщены результаты пробуренных 10-ти скважин.

В 2024 году был составлен Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент), согласно которому были пробурены три разведочные скважины О-21, О-23 и О-24. По заключению ГИС в разрезе скважин О-21 и О-23 для проведения испытания выделены нефтенасыщенные пласты. В разрезе скважины О-24 по заключению ГИС продуктивных пластов не выделено.

Целью настоящего «Дополнения к Проекту...» является разработка и обоснование дополнительных видов и объемов работ в пределах геологического отвода. Для решения поставленных задач предусматривается бурение 2-х независимых и 4-х зависимых скважин, приводится план мероприятий по восстановлению ранее пробуренных скважин Г-2 и Г-6, также предлагается изменить первоначальное местоположение и глубину проектной скважины О-22, предусмотренной по Проекту 2024 г.

Дополнение к Проекту составлено в соответствии с Техническим заданием, требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» № 239 от 15 июня 2018 года с изменениями и дополнениями от 20.02.2024 г., Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27 декабря 2017 г. с изменениями и дополнениями от 28.02.2024 г. и «Методическим указаниям по составлению проектов разведочных работ углеводородов» № 329 от 24 августа 2018 г.

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1.

Сведения по географо-экономическим условиям

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Макацкий район Атырауской области
2	Место базирования НГРЭ	Офис ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)» г. Алматы, РК
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	В орографическом отношении район работ относится к междуречью Урала и Эмбы, которое представляет собой слегка всхолмленную полупустынную равнину с абсолютными отметками местности, колеблющимися в пределах от - 8,1 до-22,6 м,
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть на площади отсутствует, за исключением колодцев с пресной водой Вода на участок подвозится автотранспортом от ст. Макат на расстояние 50 км.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	На площади Онгар Восточный были пробурены две водяные скважины: 1В; 2В глубинами 350 м, 437 м. Эти скважины использовались в качестве обеспечения технической водой.
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Максимальная температура летом +40 ⁰ С, максимальная зимой -30-40 ⁰ С.
7	Количество осадков	Среднегодовое количество составляет – 150-200 мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Часто дуют сильные ветры с преобладанием юго-восточного направления
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Толщина снежного покрова 10-20 см.
10	Геокриологические условия	Многолетне-мерзлотные породы отсутствуют
11	Продолжительность отопительного сезона	6 месяцев
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительный и животный мир беден и является типичным для полупустынь
13	Населенные пункты и расстояния до них	Ближайшими населенными пунктами являются нефтепромыслы Макат - 50 км, Доссор - 60 км, пос.Карабау - 60 км. г. Атырау расположен к юго - западу 170 км.

14	Ведущие отрасли народного хозяйства	Животноводство
15	Наличие материально-технических баз	База МТБ в г. Атырау
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Южнее площади проходит газопровод Средняя Азия - Центр
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.
18	Виды связи	Спутниковая
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	юго-западнее площади железнодорожная ветка Макат - Индер
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Дорожная сеть представлена редкими полевыми дорогами. Через район работ проходит проселочная дорога, связывающая ст. Макат, Доссор с районным центром Миялы.
21	Условия перевозки вахт	Вахты перевозятся арендным транспортом
22	Наличие зимников, срок их действия	Зимники для отгонного животноводство отсутствует
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	На исследуемой территории другие полезные ископаемые отсутствуют

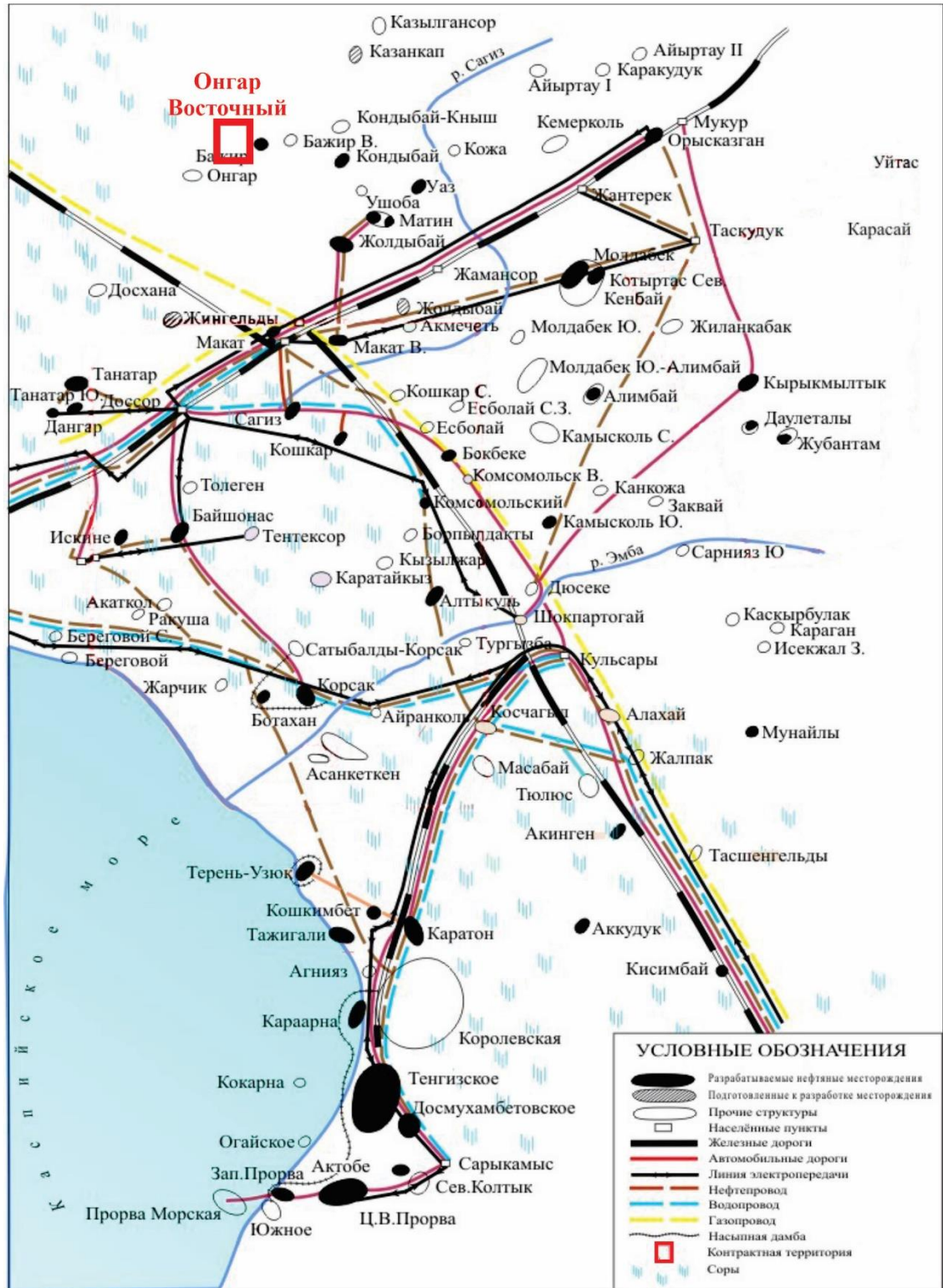


Рис. 2.1. Обзорная карта района работ

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Первые планомерные исследования района относятся к началу 1930 годов. В 1932-1933 г.г. в результате проведения маршрутной вариометрической (гравиметрической) съемки была открыта соляно-купольная структура Бажир.

В 1933 году на площадях Куттыбай и Онгар трестом "Эмбанефть" проводились картировочные работы ручными станками типа "Воислав".

В 1945-1946 г.г. Геолого-поисковой конторой треста "Казнефтегазразведка" на структуре Бажир было произведено картированное бурение ручными станками. В результате проведенных работ были составлены - геологические карты в масштабах 1:50000 и 1:25000. По этим данным купол Бажир имеет четыре крыла: восточное, западное, южное и северное.

В 1950-1952 г.г. для детального изучения геологического строения куполов Куттыбай и Онгар трестом "Казнефтегазразведка" проводилось картировочное бурение механическими станками АВБ-100. В результате этих работ составлена геологическая карта м-ба 1:25000.

В 1952-1953 г.г. на структуре Онгар геолого-поисковой конторой проводились структурно-поисковые работы, в результате которых построены геологическая карта в масштабе 1:25000, структурные карты по кровле соли и подошве апта в масштабе 1:25000.

В 1957 году на площади гравитационного минимума Бажир партией 13-14/57 конторы "Казахстаннефтегеофизика" объединения "Казахстаннефть" проводились сейсмические работы методом отраженных волн. В результате этих работ построены структурные карты по III и VI отражающим горизонтам в масштабе 1:50000 и профили масштаба 1:25000.

В 1976 году на площади Бажир - Куттыбай - Онгар проводилось бурение, данные которого использовались при интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ.

В 1982-1983 гг. сейсмической партией № 4 треста "Эмба-нефтегеофизика" проводилась съемка методом ОГТ на Южном крыле структуры Бажир, на структурах Жолдыбай, Ушоба, Есполай, Молдабек Южный, Кошкар Северный.

В результате этих работ построены структурные карты по III, V, PТ₁, PТ₂ и VI отражающим горизонтам и определена глубина подсолевого ложа.

В 1983-1984 г.г. ЦГПЭ проводилось структурное бурение на площади Бажир. По результатам работ составлены геолого-геофизическая карта масштаба 1:25000, структурные карты по подошве апта и готерива масштаба 1:25000.

В 1985-1986 г.г. Прикаспийской НРЭ на западном и южном крыльях структуры Бажир пробурены 2 (Г-1 и Г-2) поисково-разведочные скважины с

целью выяснения перспективности надсолевых отложений, примыкающих к уступу соли.

В 1986-1987 г.г. сейсмическая партия № 41 Гурьевской геофизической экспедиции совместно с Северо-Эмбинской НГРЭ проводили поисковые сейсмические исследования МОГТ в комплексе со структурным бурением в пределах Межкупольней зоны Бажир-Куттыбай-Онгар. Пробурено 5 структурных скважин с объемом 3715 п.м. По данным работ построены структурные карты по III, V, T, PT, PT" и VI отражающим горизонтам, глубинные разрезы и рекомендовано проведение детальных сейсмических исследований МОГТ в комплексе со структурным бурением в пределах структуры Онгар Восточный с целью подготовки под глубокое бурение выявленных объектов по юрско-меловым и пермтриассвым отложениям, а также более полного изучения строения предполагаемого карниза соли на этом участке.

Сейсмопартией 16/87 - 90 ГГЭ на площади Онгар - Бажир были проведены детальные сейсмические работы МОГТ. Построены структурные карты по III, V, PT, VI отражающим горизонтам. в масштабе 1:50000, 1:25000.

Подготовлена надсолевая структура Онгар Восточный, рекомендована параметрическая скважина для изучения подкарнизных отложений.

Параллельно сейсмическим работам сейсмопартии 16/87-90, на основании предварительных данных в 1989 году было начато глубокое поисковое бурение на площади Онгар Восточный - Бажир, В скважинах Г-2, Г-6 обнаружены нефтеносные горизонты в среднеюрских отложениях.

В 1991-1993 г.г. (сейсмической партии № 16/91-93) Атырауской геофизической экспедицией трест "Казмунайгеофизика" проводились поисково-детальные сейсмические исследования МОГТ в комплексе со структурным бурением в пределах межкупольной зоны Онгар Западный - Тущыколь - Дюсебек Юго-восточный - Шиколь - Кайдасын - Майколь с целью выявления условий в надсолевом комплексе отложений, перспективных на нефть и газ и подготовки под глубокое бурение ранее выявленных надсолевых структур. В результате проведенных работ по площади Онгар Восточный построены структурные карты по II^a, III, V, PT и VI отражающим горизонтам в масштабе 1:25000.

Перспективность площадей Онгар Восточный и Бажир связывалась с надсолевым комплексом, а строение их характеризовалось по III, V, T, PT, VI отражающим горизонтам. Оценка запасов по категории С₃ произведена Гурьевской геофизической экспедицией объединения "Казгеофизика" при передаче указанных структур в фонд подготовленных и балансовые запасы нефти по структуре Онгар Восточный составляли 13,22 млн. тонн, извлекаемые - 5,29 млн. тонн.

По состоянию на декабрь 1991 г. в пределах восточного крыла структуры Онгар Восточный пробурены скважины Г-2, Г-3 и Г-6. Проведены

комплексные геолого-геофизические работы и установлена нефтеносность в отложениях средней юры.

По результатам бурения поисковых скважин Г-1, Г-7, Г-9, Г-10, Г-12, из которых скважины Г-7, Г-9, и Г-10 находятся за пределами Контрактной территории, выяснилось отсутствие залежей УВ во вскрытом разрезе триасового комплекса отложений на площади Онгар Восточный. Триасовые отложения представлены в основном коричневыми, пестроцветными глинами, аргиллитами, прослоями алевролитов и песчаников. В поднятых образцах керна признаки нефти и газа не обнаружены, по материалам ГИС продуктивные на нефть и газ горизонты не выделены. Сведения по геолого-геофизической изученности территории и изученности площади Онгар Восточный бурением приведены в таблицах 3.1.1-3.1.2.

3.2 Анализ результатов буровых работ

За период 1989-1992 гг. на площади Онгар Восточный фонд пробуренных поисковых скважин составляет 9 единиц, из них 5 скважин (№№ Г-1, Г-2, Г-3, Г-6, Г-12) находятся в пределах геологического отвода. По результатам бурения 2-х скважин Г-2 и Г-6 установлена продуктивность среднеюрских отложений.

Скважины Г-2 и Г-6 пробурены на сводах южного и северного полей до глубины 751 м и 730 м соответственно с целью поисков нефти и газа в юрских отложениях. Пробуренными скважинами Г-2 и Г-6 установлена нефтеносность среднеюрских отложений. Залежи нефти приурочены к Ю-I и Ю-II продуктивным горизонтам.

При опробовании горизонта Ю-I в скважинах Г-2 и Г-6 получены притоки безводной нефти дебитами, соответственно 2,3 м³/сут. через 5 мм штуцер и 9,3 м³/сут, при Нср.д. = 384,5 м.

При опробовании горизонта Ю-II в скважине Г-6 получен приток нефти дебитом 3,9 м³/сут при Нср.дин. = 483,5 м.

С целью поисков залежей нефти и газа в подкарнизных отложениях в своде подкарнизной структуры пробурена одна скважина Г-1 до глубины 3062 м. Скважиной пройдены надсолевые отложения мощностью 986 м, галогенные осадки кунгурского яруса толщиной 1444 м, и подкарнизные пермтриасовые отложения в интервале 2430-3062 м. В процессе проводки скважины при забое 2445 м наблюдалось разгазирование раствора, плотность бурового раствора от 1,58 г/см³ снизился до 1,0 г/см³. При испытании объекта из интервала 2430-2480 м притока не получено. Из-за неполного комплекса ГИС выделение пластов для оценки коллекторских свойств и характера насыщения оказались невозможным.

Начиная с 2023 года Недропользователем является ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)» на основании Контракта на разведку и добычу углеводородов на месторождении Онгар Восточный (рег.№5298-УВС от 14.12.2023 г.).

Таблица 3.1.1

Геолого-геофизическая изученность

№ п/п	Авторы отчета, год, наименование организации, производившей работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследований
1	2	3	4
1	МНП Контора «Казахстаннефтегеофизика» СП-3/49 Борисович А.С., 1949 г.	Детальная съемка МОВ, М 1:50000	Изучено геологическое строение и построены структурные карты по III и VI отражающим горизонтам.
2	МНП Контора «Казахстаннефтегеофизика» СП-4/52 Петров Н.И., Струняшева Е.А., 1952 г.	Рекогносцировочная профильная съемка, М 1:50000	Изучено геологическое строение структур Онгар и Доссор. Построены схематические структурные карты по III и VI отражающим горизонтам.
3	МНП Контора «Казахстаннефтегеофизика» СМ/П 8-54 Рабинович Г.Я., 1954 г.	Региональная съемка МОВ, М 1:200000	Изучено строение центральной части Урало-Эмбинской нефтеносной области. Определены зоны возможных тектонических нарушений в подсолевом ложе.
4	Гурьевский СНХ Контора «Казахстаннефтегеофизика» ГП-22/57 Попов Н.А., 1957 г.	Детальная гравиметрическая профильная съемка, М 1:50000	Построены карты изоаномал силы тяжести куполов Бажир и Жолдыбай, впервые составлены гипотетические структурные схемы строения соляных ядер.
5	Гурьевский СНХ Контора «Казахстаннефтегеофизика» СП-13-14/57 Гольдин А.М., Струняшева Е.А., 1957 г.	Рекогносцировочно-площадная съемка МОВ, КМПВ, М 1:50000	Для соляных куполов Бажир, Сев. Жолдыбай и Сев. Кошкар изучено геологическое строение надсолевого комплекса отложений и в общих чертах строение свода соляного ядра до глубины 1500-1700 м. Построены структурные карты по III отражающему горизонту.
6	Трест «Казнефтегазразведка» ГПК Зарифова С.С., Попова М.К. «О работе структурно-поисковой партии №7, и картировочных партий № 1,4 на гравитационном минимуме Онгар-Макацкого района Гурьевской области КазССР в 1951-52-53 г.г.»	Картировочное и структурное бурение, М 1:25000	По результатам работ построены геологические и структурные карты. Детально изучены литологический состав и стратиграфическое расчленение пород надсолевого комплекса.
7	МГиОН КазССР Управление «Казнефтегазразведка» ГП-43-76, 44-76 Алмажанов М.Р., Москалиев В.А., 1976 г.	Площадная гравиметрическая съемка, М1:50000	Впервые выявлены 8 соляных поднятий, Болек Северный, Дуйсебек, Кыз Южный, Бакбай Восточный, Онгар Западный, Актобе Юго-восточный, Ихласмола, Абыл Юго-Восточный и Тасым Северный.

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4
8	МГ КазССР Объединение «Гурьевнефтегазгеология» ЦГПЭ, Кудранов А.А. и др. «Результаты структурного бурения на площади Бажир Кзылкогинского района, Гурьевской области, за 1983-1984 гг.»	Структурное бурение. М 1:25000	Изучено геологическое строение, составлены геолого-геофизическая карта масштаба 1:25000, структурные карты по подошве апта и готерива, и структура была рекомендована под глубокое бурение.
9	МГ КазССР ПГО «Казгеофизика» СП 41/86-87, Дагистанов О и др., 1987г.	Поисковая сейсморазведка МОГТ в комплексе со структурным бурением в пределах межкупольной зоны Бажир-Куттыбай-Онгар, М 1:50000	Изучено геологическое строение, получены новые данные о глубинном строении структур Онгар, Бажир, Межкупольной зоны Бажир-Куттыбай-Онгар. Уточнены отдельные морфологические элементы соляных куполов и их тектоническая взаимосвязь, выявлены новые объекты в пермотриасовых комплексах, на которых рекомендуется постановка дальнейших геолого-геофизических работ с целью подготовки под глубокое бурение.

Таблица 3.1.2

Изученность площади Онгар Восточный глубоким бурением

№№ пп	№ скв., наименование	Категория скважины	Альтитуда, м	Дата бурения начало/ конец	Проектная глубина/ горизонт	Фактическая глубина/ горизонт	Конструкция скважины	Состояние скважины
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Г-1	поисковая	-17,2	22.06.1989 05.12.1990	3500 Т	3062 Т	426ммх88м 344ммх687м 219ммх2430м 140ммх2293-2497м	ликвидирована
2	Г-2	поисковая	-14,8	20.12.1989 23.01.1990	850 Р _{1к}	751 Р _{1к}	219ммх138м 146ммх710,1	в консервации
3	Г-3	поисковая	-17,7	03.02.1990 20.04.1990	1900 Р _{1к}	1650 Р _{1к}	219ммх338,7	ликвидирована
4	Г-4	поисковая	-15,5	10.03.1991 01.12.1991	3000 РТ	3000 Т	530ммх8м 219ммх1218,6м 140ммх1570м	ликвидирована
5	Г-6	поисковая	-17,8	24.05.1990 19.07.1990	850 Р _{1к}	730 Р _{1к}	219ммх91м 140ммх649м	в консервации
6	Г-7	поисковая	-15,2	20.06.1990 22.08.1990	1750 Т	1950 Т	219ммх293.9м	ликвидирована
7	Г-9	поисковая	-15,0	31.10.1991 08.05.1992	3000 РТ	2805 Р _{1к}	299ммх22м 219ммх1335м	ликвидирована
8	Г-10	поисковая	-15,0	29.05.1992 02.08.1992	1750 Р _{1к}	1915 Р _{1к}	426ммх21м 299ммх153м	ликвидирована
9	Г-12	поисковая	-15,0	18.08.1992 15.09.1992	1000 Р _{1к}	1065 Р _{1к}	426ммх21,5м	ликвидирована
10	О-21	разведочная	-13,3	09.06.2025 19.06.2025	900 (+/-250) Р _{1к}	713 J	323.9ммх20 244,5ммх157 139,7ммх713	в испытании
11	О-23	разведочная	-13,46	25.06.2025 02.07.2025	900 (+/-250) Р _{1к}	664 J	323.9ммх20 244,5ммх139,84 139,7ммх657,65	в испытании
12	О-24	разведочная	-16,25	11.07.2025 17.07.2025	900 (+/-250) Р _{1к}	983 J	323.9ммх20 244,5ммх158,46	в консервации

В 2025 году согласно Проекту разведочных работ по поиску углеводородов были пробурены три разведочные скважины О-21, О-23 и О-24. В процессе строительства скважин №№ О-21, О-23 в сопровождении ГТИ был произведен отбор керна. Проходка с отбором керна по двум скважинам №№ О-21, О-23 составила 34,99 м, вынос керна составил 19,03 м, или 54,4 % (таблица 3.2.1).

Разведочная скважина О-21 пробурена до глубины 713 м, вскрыв меловые – 525 м, юрские – 675 м, пермские – 713 м. Отбор керна произведен в интервалах 531,24-540,80 м (вынос керна 2,5 м или 26,15 %) и 641,7-649,76 м (вынос керна 4,53 м или 56,2 %). В целом по скважине О-21 проходка с отбором керна составляет 17,62 м, вынос керна – 7,03 м или 39,9%.

По значению каротажа и показанию ГТИ меловые отложения, в основном, состоят из аргиллита и песчанистого аргиллита с прослоями мергеля, частично песчаника; юрские - из переслаивающихся песчаников и аргиллита неравной толщины с развитыми песчаниками, и частичное с прослоями мергеля; пермские - состоят из аргиллита и мергеля.

По заключению ГИС даны рекомендации провести перфорацию и испытание нефти в интервалах глубин 526.5-527.6; 529.1-533.3; 587.6-591.9 м; 613.5-615.4 м; 616.0-616.8 м; 618.0-630.1 м; 645.3-646.3 м.

Разведочная скважина О-23 пробурена до глубины 664 м, вскрыв меловые – 500 м, юрские – 652 м, пермские – 664 м.

По описанию шлама меловые породы представлены гипсовыми аргиллитами, аргиллитами, известковыми аргиллитами. Юрские отложения сложены песчаниками мелкозернистыми, алевролитами, аргиллитами алевроитовыми. Пермские – аргиллитами.

Отбор керна произведен в интервалах 531-540 м (вынос керна 9 м или 100%) и 600-608,37 м (вынос керна 3 м или 35,84%). В целом по скважине О-23 проходка с отбором керна составляет 17,37 м, вынос керна – 12 м или 69,1%. По данным ГТИ газопроявления отмечены 6 нефтенасыщенных пластов в интервалах глубин 500-634 м, представленных песчаниками и алевролитами. По заключению ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в интервале глубин от 491 до 550 м.

Разведочная скважина О-24 пробурена до глубины 983 м, вскрыв меловые (160-624 м) и юрские (624-983 м) отложения. По показанию ГТИ меловые отложения характеризуется аргиллитами, песчаными аргиллитами, глинистыми песчаниками и песчаниками, переслаивающимися с глинистыми известняковыми полосами; юрские - переслаиванием песчаников и аргиллита неравной толщины с развитыми песчаниками, и частично с прослоями мергеля. По данным ГИС в разрезе скважины были выделены 39 водонасыщенных коллекторов с толщиной 368.7 м. По заключению ГИС предлагается завершить данную скважину открытым стволом.

Таблица 3.2.1

Сведения по отбору керн в разведочных скважинах О-21 и О-23, пробуренных в 2025 году

№скв	Дата отбора	Горизонт	Интервал отбора керн(м)			Проходка керн, м	Вынос отбора керн	
							м	%
О-21	17.06.2025	J ₂	531,24	-	540,8	9,56	2,5	26,15
	17.06.2025		641,7	-	649,76	8,06	4,53	56,2
	<i>Итого</i>					<i>17,62</i>	<i>7,03</i>	<i>39,9</i>
О-23	01.07.2025	J ₂	531	-	540	9	9	100
	02.07.2025		600	-	608,37	8,37	3	35,84
	<i>Итого</i>					<i>17,37</i>	<i>12</i>	<i>69,1</i>
Всего						34,99	19,03	54,4

3.3. Геофизические и геохимические исследования

Геофизическими методами исследования изучались вскрываемый разрез меловых, юрских, триасовых и верхненижнепермских отложений, их перспективы нефтегазоносности и проводились наблюдения за техническим состоянием ствола скважины в процессе бурения. Детальными исследованиями (масштаб 1:200) охватывались разрезы юрско-меловых, триасовых и подкарнизных верхнепермских отложений. Основные параметры глинистого раствора изменялись в следующих пределах: плотность 1,14 - 1,30 г/см³, вязкость 30-140 сек., водоотдача - 5-16 см³/30 мин., толщина корки 1-2 мм.

В скважине Г-1 Онгар Восточный при прохождении соленосных осадков карниза и подкарнизных терригенных отложений плотность глинистого раствора увеличивалась до 1,88 - 1,99 г/см³.

Таблица 3.3.1.

Геофизические исследования

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Г-1	1990	3062	КС, ПС, БК, ГК, НГК, ИК, АК, МКЗ, БМК, НК-НГК, ГГК кавернометрия, инклинометрия, АКЦ	1:500 1:200	В интервалах коллекторов	
Г-2	1990	751	КС, ПС, ГК, НГК, ИК, АК, МКЗ, БМК, НК-НГК, ГГК кавернометрия, инклинометрия, АКЦ	1:500	В интервалах коллекторов	
Г-3	1990	1650	КС, ПС, БК, ГК, НГК, ИК, МКЗ, БМК, НК-НГК, ГГК кавернометрия, инклинометрия, АКЦ	1:200	В интервалах коллекторов	

Г-6	1990	730	КС, ПС, БК, ГК, НГК, АК, МКЗ, БМК, НК-НГК, ГГК кавернометрия, инклинометрия, АКЦ	1:500	В интервалах коллекторов	
Г-12	1992	1065	КС, ПС, БК, ГК, НГК, ИК, АК, МКЗ, БМК, НК-НГК, ГГК кавернометрия, инклинометрия, АКЦ	1:500	В интервалах коллекторов	

Ниже в таблице 3.2.2 приведены геофизические исследования в новой пробуренной в 2025 г. разведочной скважине О-21. В скважине О-21 выполнен полный комплекс ГИС системой «НН-2530». Качество материалов каротажной системы «НН-2530» удовлетворяет требованиям технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах и позволяет оценить разрез и определить геолого-геофизические характеристики выделенных пластов-коллекторов. Параметры полимерного раствора: плотность 1,24 г/см³, вязкость 40 сек.

Таблица 3.3.2

Выполненный комплекс геофизических исследований в скважине О-21

№	Методы	Масш. глубин	Интервалы глубин (м)	Оценка качества
1	ГК	1:200	156.48~713.00	отличное
2	Кавернометрия	1:200	156.48~713.00	отличное
3	ПС	1:200	156.48~713.00	отличное
4	Зонды – LLD,LLS	1:200	156.48~713.00	отличное
5	МБК (MSFL)	1:200	156.48~713.00	отличное
6	Цифровой АК(ДТ)	1:200	156.48~713.00	отличное
7	Компенсированный Нейтронный Каротаж (НРН)	1:200	156.48~713.00	отличное
8	Литолого-плотностной каротаж (RHOV)	1:200	156.48~713.00	отличное
9	PEF	1:200	156.48~713.00	отличное
10	AZIM, DEVI	1:200	156.48~713.00	отличное

3.4. Лабораторные исследования

Предыдущими буровыми работами по площади Онгар Восточный-Бажир, проведенными в период 1989-1992 г.г., было отобрано 130 образцов керна. Проходка с отбором керна по скважинам 630 м., линейный вынос 199.38 м. что составляют 32% от проходки с отбором керна.

Отобранные образцы пород укладывались в стандартные ящики и отправлялись из буровой на базу экспедиции. После описания и отправки образцов керна на лабораторно-аналитические исследования, оставшаяся часть керна сдавалась для хранения в центральное кернохранилище.

Отбор шлама производился в основном в пермотриасовой части разрезов скважин и анализировался в геохимической лаборатории КазНИГРИ.

В комплекс выполненных аналитических исследований вошли следующие анализы: литолого-минералогический, микрофаунистический, палинологический, определение физических свойств пород (пористость, проницаемость, плотность и др.).

Отбор флюидов производился опробователем пластов ОПН-140, КИИ-95, КИИ-146 в скважинах 1.4. Всего отобрано 11 проб.

По результатам анализов во всех пробах углеводороды отсутствуют или обнаружены их следы. В скважине 2 произведен отбор флюидов прибором ОПН-140 в глубинах: 603м, 604м, 679м, 681 м - раствор со слабым запахом газа.

В эксплуатационной колонне испытано 20 объектов. Всего отобрано 6 проб нефти, 11 воды и проведен анализ этих проб в КазНИГРИ. Контроль за нефтепроявлениями при проводке скважин производился газокаротажной станцией.

Таблица 3.4.1

Лабораторные исследования, выполненные на площади Онгар Восточный - Бажир

№№ пп	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов, (проб)	Организация, выполнившая исследования
1	2	3	4	5
1.	Палинологические	обр.	30	КЛ. АОМЭ КазНИГРИ
2.	Микрофаунистические	обр.	11	
3.	Литолого- минералогические	обр.	25	
4.	Описание шлифов	шлиф	4	
5.	Пористость	обр.	19	
6.	Проницаемость	обр.	6	

7.	Гранулометрический состав	обр.	17	
8.	Нефтенасыщенность	обр.	1	
	Геохимические анализы	обр.	11	
9.	Анализ нефти поверхностной		3	
10.	Анализ нефти глубинной		1	
11.	Анализ газа растворенного		8	
12.	Товарная хар-ка нефти		1	
15.	Вода пластовая		10	

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1. Литолого-стратиграфический разрез

В разрезе пробуренных на площади поисковых скважин установлены отложения палеозойского и мезокайнозойского возрастов. Палеозойские отложения в разрезе поисковых скважин охарактеризованы в объеме кунгурского яруса нижней перми.

Стратификация разреза осуществлялась по данным определения спор и пыльцы, в отдельных интервалах использовались характерные литологические признаки, а также на основе сопоставления с разрезами одновозрастных отложений, пробуренных на соседних площадях скважин.

Палеозойская группа

Пермская система

Нижний отдел

Кунгурский ярус

В отложениях кунгурского яруса выделяются «чисто» галогенные и смешанные соленосно-терригенные образования, заполняющие карниз. Галогенная толща сложена каменной солью, белой с грязноватыми примесями, крупнокристаллической и сульфатно-терригенной пачкой (кепрок), представленной ангидритами темно-серыми, серыми, крепкими, трещиноватыми.

Соленосно-терригенно-карбонатная толща, названная «карнизом соли», в скважине Г-1 выделена в интервале 986-2430 м. Литологически толща представлена каменной солью с пропластками известняков и терригенных пород: глин и песчаников. Соль белая, грязно белая, серовато-красная, крупнокристаллическая.

Мезозойская группа

На изученной площади данная группа представлена отложениями триасовой, юрской и меловой систем. Керном они охарактеризованы в разной степени. Стратификация разрезов произведена на основании сопоставления с разрезами ранее пробуренных структурных скважин и глубоких скважин на соседних площадях.

Триасовая система

Отложения триасовой системы вскрыты скважиной Г-4 в интервале 1250-3000 м, скважиной Г-9 в интервале 1319-2753 м, скважиной Г-7 в интервале 1216-1950 м, скважиной Г-10 в интервале 1160-1884м.

Нижний отдел

В разрезах скважин Г-4, Г-9, Г-12, Г-7 нижний отдел триаса выделяется по сопоставлению с разрезом скв. П-1 Мырзалы.

Верхняя граница проводится по повышению значений кривой КС.

Отложения нижнего отдела триаса представлены переслаивающимися между собой глинами, аргиллитами и алевролитами, песчаниками.

Аргиллиты и глины коричневые, темно-серые местами зеленые,

красновато-коричневые, крепкие, слюдистые, слабокарбонатные. Песчаники серые, серовато-бурые, мелкозернистые, глинистые, крепкие, карбонатные.

Средний отдел

Выделен в разрезе скважины Г-4 в интервале 2364-1250 м, в разрезе скважины Г-9 в интервале 2540-2753 м и в скв. Г-10 в интервале 1147-1884 м, и сложен в основном, глинами с прослоями песка и песчаника.

Глины серые, темно-серые, коричневые, иногда зеленые, плотные, некарбонатные, слюдистые.

Пески зеленовато-серые, серые, слабоуплотненные, тонко - и мелкозернистые.

Песчаники серые, мелкозернистые, слабокарбонатные, крепкие.

Кроме этого, в скважине Г-1 вскрыты «подкарнизные» пермотриасовые отложения в интервале 2475-3062 м. и представлены они аргиллитами и глинами. Аргиллиты темно-серые с зеленоватым оттенком, темно-коричневые, плотные с включением галек кальцита. Глины косослоистые, трещиноватые, аргиллитоподобные.

Нерасчлененная толща триасовых отложений вскрыта в скважинах Г-2, Г-3, Г-6 и литологически сложена пестроцветными глинами, аргиллитами и песчаниками с редкими прослоями песка.

Юрская система

Отложения юрского возраста с четко выраженным угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах триаса и представлены всеми тремя отделами - нижним, средним и верхним.

Нижний отдел

Нижнеюрские отложения литологически представлены глинами, алевролитами, песками и песчаниками.

Глины темно-серые, плотные, алевроистые, тонкослоистые, слюдистые с включениями обуглившихся растительных остатков и кристаллов пирита.

Песчаники серые, зеленоватые серые, мелко-среднезернистые, кварцево-полевошпатовые, плотные, карбонатные.

Пески серые, мелкозернистые, уплотненные.

Толщина нижнеюрских отложений от 36 (скв. Г-3) до 72 м (скв. Г-12).

Средний отдел

Осадки средней юры вскрыты всеми пробуренными глубокими скважинами и литологически представлены довольно однообразной толщей сероцветных континентальных песчано-глинистых отложений.

Глины буровато-серые и темно-серые с буроватым оттенком, плотные, песчано-алевритистые, иногда слоистые с включениями обуглившихся растительных остатков.

Пески серые, тонко - и мелкозернистые, глинистые, слабоуплотненные с включением мелких обуглившихся растительных остатков.

Песчаники темно-серые, серые, тонко- и мелко - зернистые, крепкие, на глинисто-известковистом цементе, слюдистые с включением обуглившихся

растительных остатков.

Из органических остатков породы содержат спор и пыльцу, которые дают возможность предположить среднеюрский возраст вмещающих их отложений.

В образцах керна из скважины Г-2 в интервале 536-545 м, 540-545 м, обнаружены споры и пыльца: *Deltoidospora* sp, *Dicksonia* sp, *Equisetites glalrus* (Mal) verb, *Klukisporites Vaeiagatus* Couper, *Leiotrilites* sp, *Podozamitos* sp, *Pinas* sp, *Podocarpus multesima* Bol, *Lonallapollenites segmentates* Balme, *Linkgocycadophytus* sp.

Из скважины 6 в интервале 565 - 570 м. обнаружены споры и пыльца датирующий батский ярус средней юры: *Deltoidospora* sp, *Equisetites glalrus* (Mal) prav, *E. microrugosus* (Naum) Verb, *Cibotium. Junetum* k-m, *Dicksonia* sp, *Cupressaceae-Taxodiaceas* sp, *Podozaraites* sp, *Pseudopicea Variabilifermis* (Mal) Bol.

В интервале 600 - 605 м датирующий байосский ярус средней юры: *Deltoidospora* sp, *selaginella robundiformis* k-cll, *Zycopodium rotundifermis* k-cll, *Equisetites* sp, *Osmunda papillate* Bol, *Pseudopicea rotundiformis* Bol, *Pinus divulgata* Bol, *Podocarpus multissima* Bol.

В интервале 620 - 625 м датирующий ааленский ярус средней юры: *Diltoidospora* sp, *Matonia magnitica* Zeiotriletes *tenuis* (Zosch), *Duplexisporites* sp, *Classopollis* sp, *Quadraeculino* sp, *Benuettites* sp, *Podocarpus* sp, *Picea* sp.

Толщина средней юры составляет от 123 м. (скв. Г-1) до 356 м (скв. Г-3).

Верхний отдел

Отложения верхнего отдела юрской системы вскрыты поисковыми скважинами Г-3, Г-4, Г-9, Г-10. В описании и в разрезах скважин дается в целом без выделения келловей-оксфорда и волжского яруса.

Литологически верхнеюрский разрез представлен глинами, известняками и мергелями.

Глины темно-серые, плотные, карбонатные с включениями обломков раковин.

Известняки серые, крепкие, скрытокристаллические, массивные с прожилками кальцита и отпечатками раковин.

Мергели зеленовато-серые, крепкие, слюдистые с включениями обломков и хорошо сохранившихся раковин, в некоторых скважинах с зеркалами скольжения.

На электрокаротажных диаграммах нижней части разреза соответствует слабодифференцированная кривая КС пониженного значения.

Кровля верхнеюрской толщи выделяется относительно легко по резкому повышению сопротивления и характерному спаду кривых ГК относительно вышележащих глинистых пород нижнего мела. Максимальная толщина верхнеюрских отложений составляет 170 м (скв. Г-4).

Меловая система

Отложения меловой системы имеют широкое распространение на исследуемой площади, вскрыты всеми скважинами и представлены двумя

отделами: нижним - терригенным и верхним - карбонатным.

Керном и возрастными определениями меловые отложения не охарактеризованы, поэтому расчленение разреза глубоких скважин произведено на основе сопоставления каротажных данных со структурными скважинами.

Осадки меловой системы трансгрессивно залегают на различных горизонтах юры, за исключением скважины Г-7, где нижнемеловые отложения (баррем) ложатся через сброс непосредственно на отложения триаса.

Нижний отдел

В составе нижнего отдела выделены альбский, аптский, барремский и готеривский ярусы.

Готеривский ярус сложен преимущественно глинами темно-серыми, серыми с зеленоватым оттенком, плотными, неизвестковистыми, слабослюдистые с включениями обуглившихся растительных остатков и обломками раковин, с прослоями песка, алевролита.

Пески серые, мелко - и тонкозернистые, глинистые, уплотненные с ОРО.

Алевролиты серые, песчано - глинистые, серые с зеленоватым оттенком, плотные с редкими включениями обломков раковин.

Толщина отложения изменяется от 62 м. до 113 м.

Барремский ярус. Барремский возраст отложений подтверждается литолого-минералогическими определениями из интервала 1395-1400 м. в скважине Г-7. Он сложен глинами, песчаниками, песками.

Глины пестроцветные, весьма плотные, аргиллитоподобные, неизвестковистые, слюдистые с тонкими прослойкой серовато - зеленого аргиллита.

Пески зеленовато-серые, мелкозернистые, местами уплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, крепкие на глинисто-известковистом цементе с включением зерен пирита.

Толщина барремских отложений по скважинам изменяется в пределах 89-395 м.

Аптский ярус - отложения аптского яруса залегают на породах баррема.

Литологически они сложены глинами, песками, песчаниками.

Глины темно-серые до черных, плотные, местами песчанистые, неизвестковистые, слюдистые с включением обломков перламутровых раковин и гнездами глауконитового песка.

Пески серые и темно-серые, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, а песчаники серые и темно-серые, мелкозернистые, полимиктовые, на глинисто-известковистом цементе с включением мелких обуглившихся растительных остатков и обломков раковин. Толщина аптских отложений колеблется от 35 м. (скв. Г-12) до 127 м. (скв. Г-7).

Альбский ярус среди подразделений меловой системы имеет наибольшую мощность и представлен песчанисто-глинистой и глинистой

толщами.

Глины темно-серые, серые, плотные, песчанистые, известковистые с налетами светло-серого алеврита, слабопесчанистые, включением обломков раковин и обуглившихся растительных остатков. Встречаются частые маломощные прослойки песка серого, мелкозернистого, местами слабоуплотненного, слюдистого.

Песчаники серые, мелко-среднезернистые, кварцево-полевошпатовые, крепкие, слюдистые на глинисто-карбонатном цементе с включением обломков раковин и обуглившихся растительных остатков.

Толщина альбских отложений в скважинах изменяется в пределах 158-599 м.

Верхний отдел

Отложения верхнемеловой толщи на исследованной площади имеют широкое распространение.

По литологической и каротажной характеристике и данным микрофаунистических определений выделяются сенманский, туронский, коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы.

В пробуренных глубоких скважинах керном эти отложения не охарактеризованы.

Литологически верхнемеловые отложения сложены - карбонатной толщей, в составе которой имеются мергели светло-серые, зеленовато-серые, серые, пелитоморфные с включениями обломков раковин. Глины темно-серые, зеленовато-серые, плотные, карбонатные с включениями обломков раковин. В верхней части разреза встречается чистый мел.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется в пределах от 92 м в скважине Г-6 до 432 м в скважине Г-7.

Кайнозойская группа

Неогеновая система

Отложения неогеновой системы в разрезе глубоких скважин не выделены. По данным структурного бурения они покрывают юго-западную часть структуры Онгар.

Сложены преимущественно глинами, с прослоями песков песчаников. Глины зеленовато серые, средней плотности, алевритистые, известковые, слюдистые. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, известковистые, глинистые.

Четвертичная система

Выделена условно в интервале 0-8 м. и представлена песками желтовато-серыми, среднезернистыми, сыпучими, суглинками желтовато коричневатосерыми, уплотненными, местами загипсованными с прослоями песчанистых глин.

Таблица 4.1.1

Стратиграфические отбивки по ранее пробуренным скважинам Онгар Вост.-Бажир

№ п/п	№№ скв.	альтиту- да ротора	верхний мел	альб	апт	баррем	готерив	в юра	ср.юра	н.юра	триас	кунгур	РТ "подкарн"
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Онгар Вост. - Бажир													
1	1	-17,2	319	597	647		780		926			2430	3062
2	2	-14,8	148	303	353	442	530		660			711	
3	3	-17,7	168	412	475	606	668	687	1088	1124	1568	1650	
4	4	-15,5	287	468	534	630	740	910	1188	1250	3000		
5	5	-14,6	58	360	438	540	615	715	1012	1087	1295	1340	
6	6	-17,8	92	312	360	456	522		677			730	
7	7	-15,2	432	1038	1166	1559					1950		
8	9	-15,9	202	532	605	722	835	950	259	1319	2753	2805	
9	10	-15	134	423	499	568	675	777	1093	1160	1884	1915	
10	12	-15,2	162	427	486	519	622	0	851	923	1021	1065	

4.2. Тектоника

В тектоническом отношении площадь Онгар Восточный по надсолевым отложениям приурочена к северной части Сагизской приподнятой зоны.

Геолого-геофизическими исследованиями установлено, что кристаллический фундамент в данном районе залегают на глубинах порядка 8-10 км, погружаясь до 16 км. в сторону центральной части Прикаспийской депрессии. Системой разломов фундамент разбит на блоки, занимающие различные гипсометрические уровни.

Осадочный чехол разделяется на три резко различающихся структурно-литологических комплекса (структурных этажей).

Нижний - подсолевой палеозойский, в его составе принимают участие отложения верхнего палеозоя, нижнего палеозоя и верхнего протерозоя; средний комплекс - солевой, представленный гидрохимическими осадками кунгурского яруса; верхний комплекс - надсолевой, включающий отложения верхней перми, мезозоя и кайнозоя.

В результате проведенных в разные годы геофизических исследований по данному району получена информация по отражающим горизонтам П₁, П₂, П₃, позволяющий осветить общее представление о структурно-тектонических особенностях подсолевого комплекса от девонских до нижнепермских отложений.

Установлено, что подсолевые отложения моноклинально погружаются к северу, образуя в ряде случаев локальные осложнения в виде геологических тел на глубинах 6000 - 7000 м, сложенных карбонатно-терригенными породами.

Соленосный комплекс представлен галогенными образованиями, строение которых осложняется соляным тектогенезом.

По морфологическим признакам различают купола «прорванного» и «скрыто-прорванного» типов. Они образуют сложную систему соляных гряд без четко выраженного простирания и со сложной морфологией межкупольных депрессий.

Надсолевой комплекс на данной территории изучен более полно.

Надсолевые отложения состоят из трех структурных подэтажей (нижний, средний и верхний), разделенных поверхностями размывов, стратиграфическими и угловыми несогласиями.

Нижний структурный подэтаж включает в себя отложения верхней перми и триаса, средний - осадки юры, мела и палеогена, а верхний - неоген - четвертичные образования.

Структура Онгар Восточный впервые выявлена работами сейсмопартии 41/86-87 Гурьевской ГФЭ.

Купол Онгар Восточный в гравитационном поле отдельным минимумом не оконтуривается и, по существу, представляет собой отросток, отходящий от соляного ядра купола Онгар в юго-восточном направлении. С юго-запада свод осложнен уступом соли северо-западного направления,

протягивающимся вдоль всего соляного отростка. Уступ имеет максимальную амплитуду 350 м. в южной части. Непротяженным уступом также осложнен северо-восточный склон купола. Кровля соли вскрыта почти всеми пробуренными скважинами, в пределах купола. Наивысшая отметка на своде по скважине С-32 составляет -580 м.

Работами сейсмопартии 41/86-87 в пределах купола Онгар Восточный прослежены горизонты, предположительно отождествляемые с подкарнизной поверхностью соли. Подкарнизная поверхность структуры Онгар Восточный в плане имеет близкую к изометричной форму и замыкается минимальной изогипсой - 2400 м.

Скважиной Г-1, пробуренной на подкарнизные отложения, кровля соли вскрыта на отметке -1002 м. Далее, пройдя некоторое чередование соленосных и терригенных образований, на отметке -2430 м, она полностью прошла карниз соли и вошла в подкарнизные терригенные отложения. Расхождение между данными бурения и прогнозом по сейсмике составляет порядка 300 м.

По результатам последующих сейсмических работ свод подкарнизной структуры несколько сместился на юго-запад, но конфигурация подкарнизного поднятия осталась прежней и скв. Г-1 находится в контуре подкарнизной структуры.

В межкупальной зоне, разделяющей купола Бажир и Онгар, прослежен отражающий горизонт РТ, который испытывает воздымание в направлении к крутым склонам обоих куполов.

По РТ отражающему горизонту структура Онгар Восточный экранируется с запада и северо-запада сбросом и оконтуривается изогипсой - 1850 м. Размеры ее составляет 6,8 x 2,1 км, амплитуда 400 м.

По данным сейсмике сбросами крыло разделяется на 4 поля.

В пределах каждого поля пробурены скважины Г-3, Г-4, Г-9, Г-10, где отложения пермотриаса пройдены на значительную толщину, однако отражающий горизонт не имеет четкую стратиграфическую привязку.

Строение юрско-мелового комплекса характеризуется поведением III (кровля юры) и V (кровля триаса) отражающих горизонтов.

По III отражающему горизонту (кровля юры) структура Онгар Восточный грабеном северо-западного простирания делится на два крыла.

Северо-Восточнее крыло в свою очередь сбросами меридионального и субширотного простирания делится на три поля северное, южное и восточное,

Северное поле представляет собой полусвод ограниченный с запада и юга сбросами и замыкающимся изогипсой - 650 м, амплитудой около 100 м.

Южное поле представляет собой пологопадающую с запада на восток моноклираль четырехугольной формы, ограниченную со всех сторон сбросами. Максимальная отметка залегания горизонта на своде - 500 м, амплитуда около 200 м.

Восточное поле является как бы продолжением первых двух полей и представляет собой полусвод.

Юго-западное крыло структуры представляет собой полусвод примыкающий к сбросу грабена северо-западного простирания. Полусвод замыкается изогипсой - 1200 м, амплитуда около 50 м.

По V отражающему горизонту (кровля триаса) контуры ловушки в плане достоверно не прослежены, так как на своде структуры этот горизонт характеризуется наличием зоны потери корреляции.

По V горизонту структура оконтуривается изогипсой - 1250 м, примыкающей к тектоническому нарушению и имеет размеры 4,3 x 1,5 км, амплитуда 400 м.

4.3. Нефтегазоносность

Площадь исследований относится к одному из перспективных районов Прикаспийской впадины, к Южно-Эмбинскому промысловому району, где в течение многих лет разрабатываются десятки месторождений (Искене, Байчунас, Сагиз, Доссор, Макат и др), отличающиеся широким возрастным диапазоном продуктивного разреза и различными качествами нефти.

За последние годы геологоразведочными работами открыты месторождения Жолдыбай Северный, Матин, Орысказган, Котыртас Северный, Кырыкмылтык, Молдабек Восточный.

В пределах нефтегазоносной области в надсолевом комплексе основные промышленно-продуктивные горизонты приурочены к определенной части разреза - триасовым, среднеюрскому, нижнемеловым отложениям. При этом на конкретных же месторождениях нефтегазоносным могут являться только одна или две из трех указанных толщ.

Ближайшими к площади Онгар Восточный являются месторождения Уаз, Кондыбай, Матин, Макат, Жолдыбай и Доссор. На этих месторождениях нефтяные и газовые залежи выявлены в породах триасового, юрского и мелового возрастов.

В Эмбинской нефтегазоносной области пермтриасовый комплекс пород плохо изучен и выявленные залежи нефтегазопроявлений приурочиваются в основном, к нерасчлененной верхней части перми и низам триаса.

Так в процессе бурения скважины 708 на месторождении Доссор при забое 3192 м. произошел газоводяной выброс с начальным дебитом газа 10 тыс. м³/сут. При испытании интервала 3160 - 3173 м. получена нефть дебитом 50 т/сут. (при 5 мм. штуцере). В скважине 710, пробуренной здесь также на подкарнизные отложения пермтриаса, из интервала 3263-3282 м. получен приток пластовой воды удельным весом 1,23 г/см³, дебитом 5 м³/сут.

Триасовые отложения изобилует нефтегазопроявлениями в виде примазок и пропитанности керна нефтью. Наиболее обогащен нефтяными залежами триасовый комплекс Южной Эмбы, где выявлено 28 нефтяных и 4 газовых залежи.

Ближайшим к площади является месторождение Макат, где разработка триасового горизонта начата в 1931 году скважиной 30, давшей нефть дебитом

9,6 т/сут.

На площади Жолдыбай Северный в скважине 14 из триасовых отложений (инт» 1116-1137 м.) получен приток газа дебитом 15600 м³/сут. при 5 мм. штуцере. Литологически горизонт представлен песчаниками зеленовато-серыми с прослоями глин и алевролитов. Открытая пористость пород составляет 19,0 - 30,3 %, проницаемость в пределах 10,01 - 1387,65 мД.

Нефтяное месторождение Котыртас Сев. многопластовое, продуктивными являются триасовые отложения, залегающие над умеренно погруженным сводом соли.

При испытании скв. Г-5 из интервала 1200-1204 м, 1206-1218 м, получены притоки нефти соответственно 37,25 м³/сут. и 41 м³/сут. при 7 мм. штуцере и газа соответственно 12,26 тыс. м³/сут. и 7,9 тыс. м³/сут.

В скважине Г-1 Онгар Восточный в отложениях триаса испытаны интервалы 2445,5 - 2550, 2451 - 2457 м, 2430 - 2480 м, притока пластовых флюидов не получено.

В скважине Г-4 Онгар Восточный в отложениях триаса испытаны интервалы 1517 - 1522, 1458 - 1460, 1449 - 1454, 1444 - 1449, 1398 - 1402, - 1377 - 1383, 1388 - 1390, 1307 - 1316 м. Из интервалов 1517 - 1522, 1444 - 1449, 1388 - 1390, 1307 - 1316 м, получены притоки пластовой воды без признаков нефти и газа. Остальные объекты «сухие».

В юрских отложениях месторождения Макат выделены I, II, III, IV юрские горизонты, из которых I юрский является основным эксплуатационным объектом, дающим 70% нефти по месторождению.

Литологически горизонты представлены чередованием песчаных и глинистых пропластков.

Также продуктивны юрские отложения на площади Жолдыбай Северный. Нефтяные горизонты, выявленные здесь имеют ограниченные запасы: коллекторами являются рыхлые песчаники.

Апт-неокомский комплекс менее продуктивен в отношении нефтегазоносности.

При проведении структурного бурения на площади Бажир в скважине № 14, пробуренной на восточном крыле, была произведена промывка водой с целью возбуждения возможно нефтегазоносного пласта, выделенного в интервале 333 - 340 м. В результате получена слабая пленка нефти, затем газовой выброс, продолжавшийся в течение 15 суток.

В разрезе поисковой скважины Г-5 были вскрыты указанные регионально перспективные отложения, однако коллектора в них не содержали нефти и газа. Естественные признаки нефти и газа не обнаружены ни в процессе бурения, ни в образцах керна и получено отрицательное заключение по результатам ГИС.

Непосредственно на *площади Онгар Восточный* во вскрытом разрезе осадочного комплекса мезозойских отложений по результатам геологоразведочных работ выявлены залежи нефти, приуроченные к

среднеюрскому продуктивному горизонту, имеющему региональное распространение по району.

По состоянию на 01.01.1992 г. ПГО «Гурьевнефтегазгеология» выполнен отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа. В отложениях средней юры залежи нефти приурочены к Ю-I и Ю-II продуктивным горизонтам. Залежи пластовые, сводовые тектонически экранированные.

Ю-I продуктивный горизонт прослеживается в пределах северного и южного полей северо-восточного крыла и вскрыт скважинами Г-2, Г-6, С-40, Г-12. В пределах северного блока в скважине Г-6, в процессе испытания интервала 522-523 м, в эксплуатационной колонне был получен приток нефти дебитом 9,3 м³/сут. при среднединамическом уровне 384,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине 8,6 м. Водонефтяной контакт принят на отметке 553,3 м. по подошве нефтяного пласта по данным ГИС.

В пределах южного поля в скважине Г-2 при испытании в эксплуатационной колонне интервала 530,8 - 545,2 м. получен приток нефти дебитом 2,3 м³/сут. через 5 мм. штуцер. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта составляет 9 м. Водонефтяной контакт принят на отметке - 563,5 м. по подошве нефтяного пласта.

Ю-II продуктивный горизонт вскрыт пробуренными скважинами на северном, южном и восточном полях.

Нефтеносность установлена в пределах северного поля. Дебит притока нефти в скважине Г-6 составил 3,9 м³/сут. при среднединамическом уровне 483,5 м. (интервал испытания 600 - 604 м.). Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта равна 4,6 м.

Водонефтяной контакт принят на отметке - 626,9 м. по подошве нефтяного пласта в скважине по данным ГИС.

В скважине Г-2 при испытании в эксплуатационной колонне интервалов 600 - 609 м, 619 - 622 м. получены притоки воды, соответственно, 13,8 м³/сут. при Нср.дин. - 514 м и 2,4 м³/сут. при Нср.дин. 580 м.

Плотность нефти юрских залежей в поверхностных условиях составляет 0,899 - 0,923 г/см³, малосернистые (0,29 - 0,43 %), содержат смол 10,49 % - 38,7 %, характеризуются вязкостью 184 спз в пластовых условиях, малопарафинистые (0,40-2,23). Нефть пригодна для получения бензина, легких керосиновых дистиллятов, дизтоплива. Содержание базовых масел составляет - 56,4% на нефть.

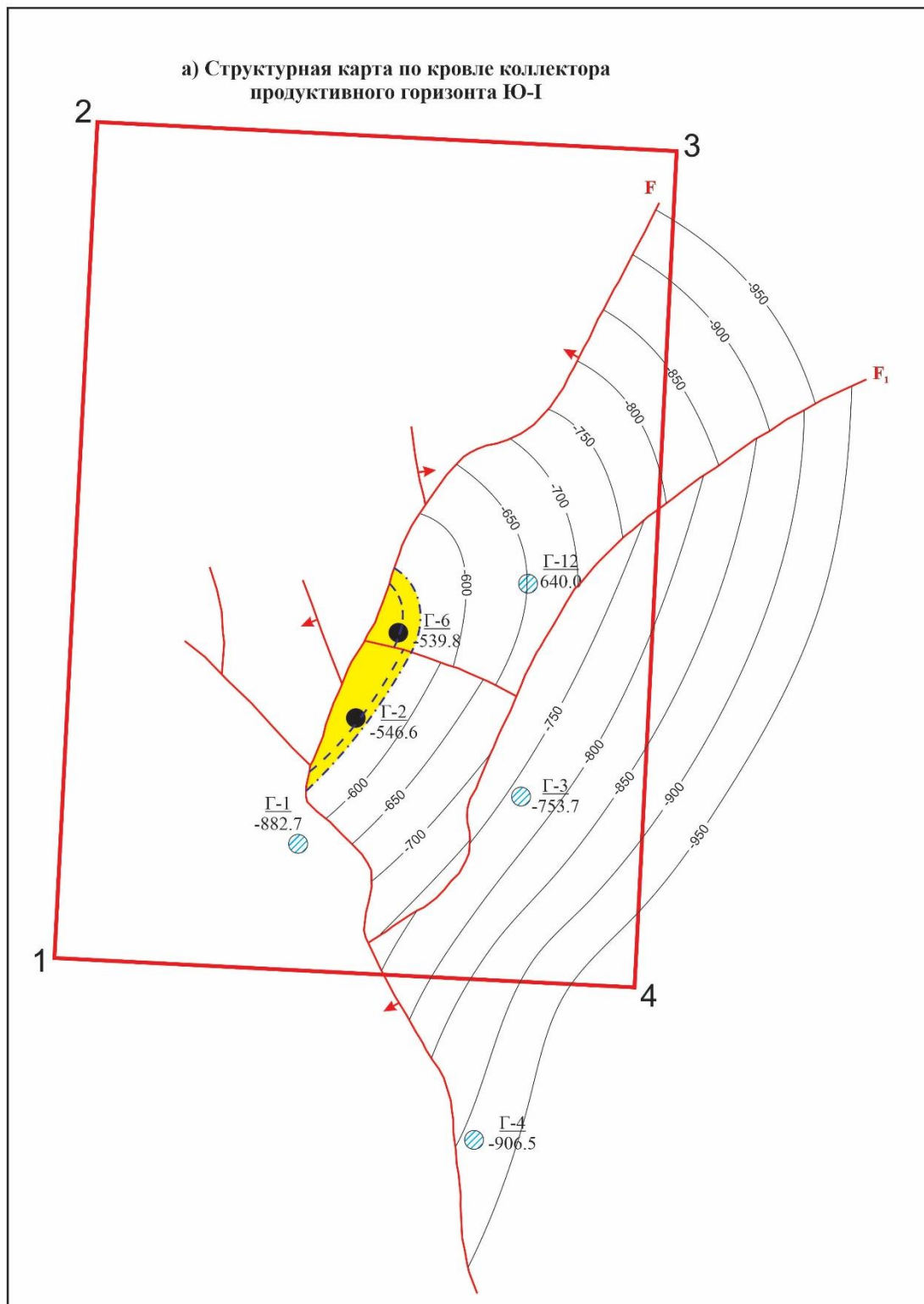


Рис. 4.3.1. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-I (из отчета по оперативному подсчету запасов нефти и газа 1992 г.)

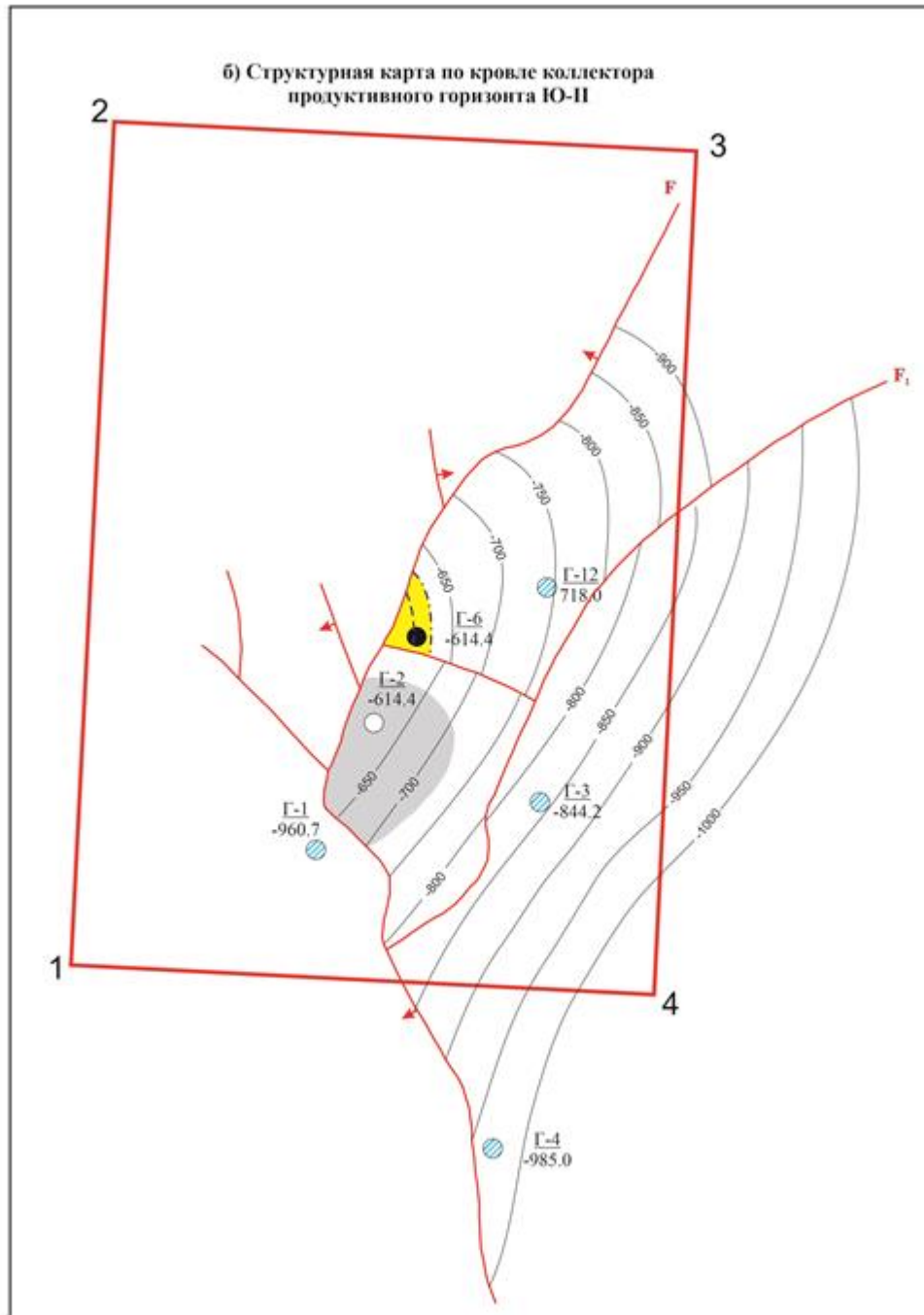


Рис. 4.3.2. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-II (из отчета по оперативному подсчету запасов нефти и газа 1992 г.)

Продуктивные горизонты охарактеризованы данными ГИС. Изучены физико-химические свойства нефти при стандартных и в условиях пласта их товарная характеристика, свойства пластовых вод продуктивного разреза.

Площадь нефтеносности ограничены положениями принятых водо-нефтяных контактов. Эффективные нефтенасыщенные толщины, пористость, нефтенасыщение определены по данным ГИС с учетом данных результатов керна.

Пласты коллекторы выделены по признакам, характеризующим коллектор в терригенном разрезе с использованием всего проведенного комплекса ГИС, а также не данным опробования.

Сопротивление нефтеносных пластов изменяется от 1,9 до 12 Ом. Сопротивление водоносного пласта, принятое в расчете равно 0,4 Ом.

Пористость пластов определена по акустическому каротажу в скважинах Г-2 и Г-6 и по гамма - гамма - каротажу - в скважине Г-6, так как продуктивный горизонт керном не охарактеризован.

Коэффициент нефтенасыщенности (Кнг) пластов-коллекторов выделен по величине коэффициента увеличения сопротивления, с использованием зависимости, полученной для месторождения Кенбай.

Минерализация пластовых вод изменяется в пределах 170 - 190 г/л, температура 27 - 29°. В расчете взято сопротивление равное 0,045 Ом.

Плотности нефтей горизонтов, пересчетные коэффициенты определены по данным лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб. Учитывая высокую вязкость нефти, коэффициент отдачи принят равным 0,2.

Согласно справочника выпущенного Главным управлением минеральных ресурсов «Казгоснедра» Министерства геологии и охраны недр РК по состоянию на 01.01.1995 г. «Государственный баланс запасов полезных ископаемых РК» «НЕФТЬ» под редакцией Акчулакова У.А по месторождению Онгар Восточный по отложениям юрского возраста числится запасы нефти 657 тыс.т, как забалансовые без категории. Год открытия 1989 г, год консервации 1992 г. (стр 94).

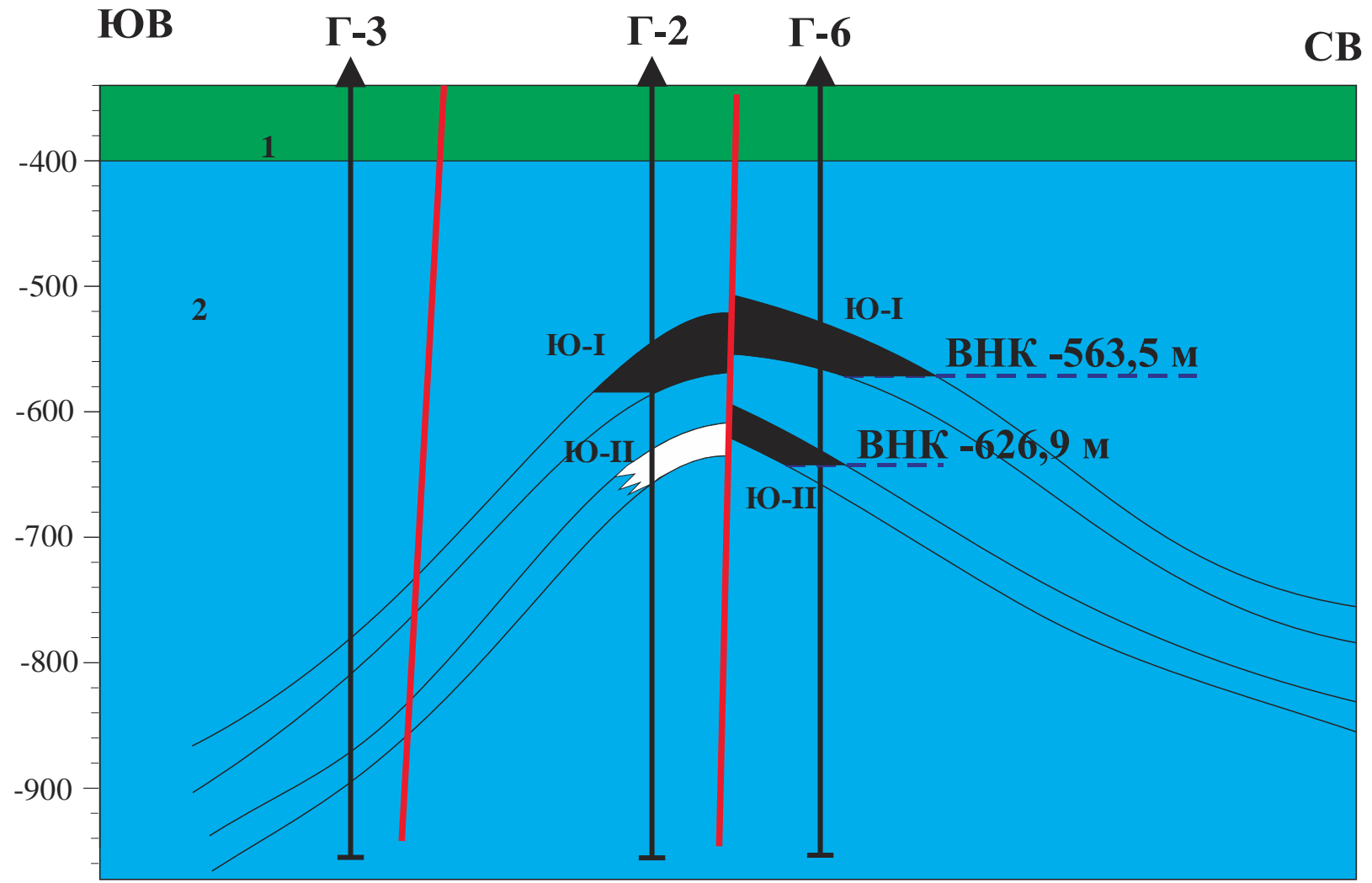


Рис. 4.3.3. Геологический разрез (из отчета по оперативному подсчету запасов нефти и газа 1992 г.)

Результаты опробования и исследования скважин

№№ скв.	Дата опробования объекта	Аl р, м	Инт.опроб-я, м		Искусственный забой, м	Способ вскрытия	Ø и глубина спуска НКТ, мм х м	Способ вызова притока и метод исследования	Ø штуцера, мм	Фактическое время работы скважины, час	Давление, МПа				Депрессия, МПа	Дебиты				Г.Ф., м³/м³	Н.Дин., м Н.стат., м	
			каротажная отм. абсолютная отм.								Рпл.	Рзаб.	Ргр.	Рзатр.		нефть, м³/сут	газ, тыс. м³/сут	конден- сат, м³/сут	вода, м³/сут			
	начало		конец	кровля																		подошва
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Г-1	<u>24.04.1991</u> 03.05.1991	-17,2	<u>913</u> -930,2	<u>918</u> -935,5	922	КПРУ-65 80 отв..	73x848	аэризация, компресс.		-		9,8							81,0		369/-	
	<u>14.05.1991</u> 21.05.1991	-17,2	<u>892</u> -909,2	<u>899</u> -916,2	900	ПКС-80 135 отв.	73x848	аэризация, компресс.		72		9,1							13,2		768/-	
	<u>29.05.1991</u> 12.06.1991	-17,2	<u>863</u> -880,2	<u>872</u> -889,2	879	ПК-105 и ПКС-80 110 и 69 отв.	73x753	компресс.		35		8,5							72,0		582,5/-	
Г-2	<u>27.06.1990</u> 04.07.1990	-14,8	<u>661</u> -675,8	<u>666</u> -680,8	668	ПКС-80 70 отв.	73x654	компресс.		48		6,8							4,8		616/-	
	<u>09.07.1990</u> 12.07.1990	-14,8	<u>619,5</u> -634,3	<u>622</u> 636,8	641	ПКС-80 34 отв.	73x614	компресс.		21									2,1		512,5/-	
	-	-14,8	<u>600</u> -614,8	<u>609</u> -623,8		ПКС-80 118 отв.	73x595			-									13,8		514,5/-	
	<u>01.08.1990</u> 05.08.1990	-14,8	<u>564,5</u> -579,3	<u>568</u> 582,8	553,5	ПКС-80 48 отв.	73x557	компресс.		48		6,3							67,8		350/-	
	<u>19.08.1990</u> 22.09.1990	-14,8	<u>530,8</u> -545,6	<u>545,2</u> -560,0	553	ПКС-80 170 отв.	73x522	фонтан	5	192	5,6	4,8			0,8	2,3						
Г-4	<u>29.08.1992</u> 31.08.1992	-15,5	<u>1517</u> -1532,5	<u>1522</u> -1537,5	1529	КПРУ-65 40 отв.	73x1473	аэризация, компресс.		64		16,3				Притока не получено, объект «Сухой»					767/-	
	<u>07.09.1992</u> 10.09.1992	-15,5	<u>1458</u> -1473,5	<u>1460</u> -1475,5	1495	ПКС-80 12 отв.	73x1473	аэризация, компресс.		96						Притока не получено, объект «Сухой»						
	<u>13.09.1992</u> 17.09.1992	-15,5	<u>1449</u> -1464,5	<u>1454</u> -1469,5	1495	ПКС-80 32 отв.	73x1412	аэризация, компресс.		100									4,32			
	<u>20.09.1992</u> 24.09.1992	-15,5	<u>1444</u> -1459,5	<u>1449</u> -1464,5	1495	ПКС-80 30 отв.	73x1416	аэризация, компресс.		90		4,6				Притока не получено, объект «Сухой»					1334/-	
	<u>29.09.1992</u> 05.10.1992	-15,5	<u>1398</u> -1413,5	<u>1402</u> -1417,5	1419	ПКС-80 24 отв.	73x1382	аэризация, компресс.		120						Притока не получено, объект «Сухой»						
	<u>07.10.1992</u> 21.10.1992	-15,5	<u>1388</u> -1403,5 <u>1377</u> -1392,5	<u>1390</u> -1405,5 <u>1383</u> -1398,5	1420	ПКС-80 48 отв.	73x1352	аэризация, компресс.		166		14,4								12,0		1248/-
	<u>31.10.1992</u> 06.11.1992	-15,5	<u>1307</u> -1322,5	<u>1316</u> -1331,5	1364	ПКС-80 59 отв.	73x1288	аэризация, компресс.		117										6,3		1206/-
Г-6	<u>11.01.1991</u> 23.01.1991	-17,8	<u>600</u> -617,8	<u>604</u> 621,8	626	КПРУ-65 64 отв.	73x590	компресс.		130		4,0				3,9					483,5/-	
	<u>03.02.1991</u> 12.02.1991	-17,8	<u>522</u> -539,8	<u>528</u> -545,8	578	ПКС-80 80 отв.	73x5110	компресс.		144		4,9				9,3					384,5/-	

Таблица 4.3.2

Результаты опробования скважин испытателем пластов на бурильных трубах (КИИ)

№ скв.	Интервал опробования, м	Горизонт	Искусственный забой, м	Глубина, м	Депрессия на пласт, МПа	Результат опробования	Дата опробования
Г-1	2430-2462	Т	2495	2664	13,0	сухой	23-24.02.1990 г.
Г-4	2178-2241	Т	2241	2241	12,0	сухой	8-9.07.1991 г.

Таблица 4.3.3

Результаты опробования скважин опробователем пластов на каротажном кабеле (ОПН-140)

№ объекта	№ скважины	Интервал опробования, м	Количество проб в интервале	Возраст интервала	Результаты опробования	Дата опробования
I	Г-6	603, 604, 605	3	J ₂	сухо	10.06.1990 г.
II	Г-6	631, 632, 642, 643	4	J ₂	642 м - следы УВ, остальные сухие	10.06.1990 г.
III	Г-6	679, 680, 681	3	P _{1kg}	сухо	10.06.1990 г.

Таблица 4.3.4

Физико-химические свойства нефти поверхностных условиях

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Плотность нефти при 20°C, г/см ³	Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /сек	Состав, % масс						Температура вспышки, °C	Температура застывания, °C	Фракционный состав по Энглеру, в объемных %						Молекулярная масса	Дата отбора проб	Организация, выполнившая исследование	
				Серы	Парафина	Воды по Д.С.	Смол	Асфальтенов	Мех. примесей			Начало кипения, °C	100°C	150°C	200°C	250°C	300°C				350°C
Г-2	530,8-545,2	0,904	430,97	0,33	0,4	отс	13,94	0,81	0,04	106	-20	225	-	-	-	3,2	17,2	-	-	20.08.1990 г.	КЛ АОМЭ КазНИГРИ
Г-6	522-528	0,8998	641,45	0,29	2,03	следы	10,49	0,09	отс.	129	ниже -20	221	-	-	-	2,8	16,4	-	349,3	06.02.1991 г.	КЛ АОМЭ КазНИГРИ
	600-604	0,9234	1990,1	0,43	2,23	следы	38,73	1,45	0,17	150	-18	245	-	-	-	-	11,6	-	522,22	16.01.1991 г.	КЛ АОМЭ КазНИГРИ

Таблица 4.3.5

Результаты анализов глубинных проб нефти

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Условия отбора проб		Давление насыщения, МПа	Газо-содержание		Плотность пласт. нефти, г/см ³	Объемный коэффициент	Усадка, %	Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ ·МПа	Коэф. сжимаемости пласт. нефти 10 ⁻⁴ , 1/Мпа	Динамическая вязкость, мПа·с	Дата отбора	Организация, выполнившая исследование
			Пластовая температура, °C	Пластовое давление, МПа		м ³ /т	м ³ /м ³								
Г-2	530,8-545,2		27	5,45	2,66	5,85	5,25	0,8624	1,047	4,52	-	3,5	181,64	-	КЛ АОМЭ КазНИГРИ

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

Исследуемая территория характеризуется весьма слабым развитием поверхностных вод.

Весной, в период снеготаяния в сорах и обособленных углублениях русел некоторых оврагов скапливается небольшое количество воды, которая в летний период пересыхает, если остается, то сильно засоляется и делается непригодной даже для технических целей.

Большинство колодцев, используемые местным населением, дренируют воду из первого водоносного горизонта, приуроченного к четвертичным, а в некоторых колодцах - к сеноманским отложениям. Вода слабосоленоватая (соленость 2°Be) с удельным весом 1,01 г/см³ сульфатно-натриевого типа. В колодце Байбоз, расположенного в мульде между структурами Бажир и Жолдыбай Северный водоносный горизонт приурочен к альбскому горизонту. Вода сульфатно-натриевого типа, пресная.

Подземные воды в районе известны почти во всех стратиграфических горизонтах и разнообразны по своему химическому составу.

Воды пермтриасовых отложений изучены в процессе испытания на пл. Онгар Восточный в сив. Г-1, Г-4 и относятся к рассолам хлоркальциевого и хлормагнезового типов хлоридной группы и натриевой подгруппы, имеют высокую минерализацию от 150 до 220 г/л. Сульфатность вод 0,21-0,96. Из редких элементов присутствуют (мг/л): литий 1,85; рубидий - 0,58, цезий - 0,25, стронций - 123,2.

Водовмещающими породами в триасовых отложениях являются пески, песчаники, алевролиты, а водоупорами служат пласты глин.

На площади Онгар Восточный - Бажир воды юрских отложений были получены и изучены в процессе испытания в скважине Г-2.

Воды юрских отложений относятся к хлоридно-натриевым рассолам хлоркальциевого типа, имеют высокую минерализацию. На нефтяных промыслах: Макат, Сагиз, Доссор выделены четыре водоносных горизонта сопутствующие четырем эксплуатируемым горизонтам. Горизонты приурочены к мелкозернистым пескам и песчаникам. Минерализация составляет от 100 до 200 г/л. Сульфатность вод 0,1-0,75. Из редких элементов присутствуют (мг/л): литий - 0,28; рубидий - 0,28, германий - 0,05, стронций - 196,4. Дебит воды составляет 2,4 - 5,1 м³/сут.

В скважинах нефтепромысла Макат установлено несколько неокомских водоносных горизонтов, приуроченных к глинистым пескам и слабосцементированным песчаникам неокома. Воды этих горизонтов, залегающих на глубинах от 78 до 510 м. сильно минерализованы.

Воды этих горизонтов относятся к хлоркальциевому типу.

Подземные воды альб-сеноманских отложений также относятся к хлоркальциевому типу. Дебит этого горизонта 3 л/сек. На исследованной ранее площади Бажир в структурной скважине № 14 произошел газовый

выброс, сопровождаемый водяным фонтаном. Столб воды под напором газа поднимался на высоту 10 м. Скважина периодически фонтанировала в течение 15 дней. Вода приурочена к альбскому горизонту, хлоркальциевого типа. Соленость 10 - 19°.

Данных о наличии вод в верхнемеловых, палеогеновых и неогеновых отложениях нет.

Среди четвертичных отложений самым распространенным является хвалынский водоносный горизонт. Водовмещающими породами служат мелкозернистые, реже средне-крупнозернистые пески. Глубина залегания его колеблется от 1-3 до 5-10 м., мощность водоносных пород не превышает 0,5 м. Степень минерализации вод различна и колеблется от 1-3 г/л до 50 и даже 100 г/л. Вода обычно хлоридно-натриевого типа, в районе куполов Жолдыбай и Бажир они имеют сульфатно-хлоридно-магниевую-кальциево-натриевый состав.

Дебит воды хвалынского горизонта десятые и сотые доли литра в секунду.

Подземные и грунтовые воды надсолевых отложений района не пригодны для хозяйственно-питьевых нужд, не представляют интереса в отношении извлечения полезных компонентов из-за малого их содержания и используется только для технического водоснабжения.

Таблица 4.4.1

Содержание микрокомпонентов и микроэлементов в пластовых водах

№скв	Интервал опробования	I	F	B	Br	Li	Rb	Cs	Sr
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Г-1	863-872	5,04			189,39	1,85	0,58	0,25	123,2
	892-899	9,24			309,09				
	913-918	11,76			50,54				
Г-2	661-666	9,57			82,46	0,16	0,05	0,05	5,63
	564,5-568	8,62			167,58	0,23	0,05	0,05	118,5
	600-609	6,24			138,32				
	660-674	8,56			170,24	0,28	<0,05	<0,05	196,4

Химический состав и физические свойства пластовых вод

№№ скв.	Интервал перф-ции, м	Дата отбора	Плотность, г/см ³	РН	Химический состав, мг/дм ³ , мг-экв, %						Минерализация, г/дм ³	Коэффициенты				Общая жесткость, мг-экв./л	Тип воды	Организация, выполнившая анализы		
					Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻		г	Na	г	Cl-Na				г	SO ₄ ·100
													Cl		Mg					SO ₄ +Cl
Г-1	863-872	12.07.1991 г.	1,185	6,0	76353,6	3230,0	5982,9	139837,1	1167,2	331,6	226,9	0,84	1,25	0,62	653,2	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					3321,17	70161,18	492,02	3944,25	24,31	5,43										
					83,57	4,05	12,38	99,25	0,61	0,14										
	892-899	17.05.1991 г.	1,143	6,8	56572,6	3348	7057	112217,7	1642,5	515,5	181,4	0,77	1,21	1,07	747,42	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					2460,75	167,07	580,35	3165,52	34,21	8,44										
					76,7	5,21	18,09	98,67	1,07	0,26										
913-918	26.04.1991 г.	1,194	6,4	72885,6	7144,8	7446,7	145722,5	744,9	798,9	234,7	0,77	1,53	0,37	968,93	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ				
				3170,32	356,53	612,4	4110,65	15,52	13,08											
				76,59	8,61	14,8	99,32	0,37	0,31											
Г-2	661-666	04.07.1990 г.	1,07	8,0	34602,9	2067,3	570,1	58180,6	598,9	91,6	96,1	0,92	2,9	0,75	150,05	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					1505,13	103,16	46,89	1641,2	12,48	1,5										
					90,94	6,23	2,83	99,16	0,75	0,09										
	564,5-568	04.09.1990 г.	1,137	5,2	62339	3551,5	1831,8	107586,8	214,4	4,3	175,5	0,89	2,14	0,15	327,86	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					2711,57	177,22	150,64	3034,89	4,47	0,07										
					89,21	5,83	4,96	99,85	0,15	0										
	600-609	21.07.1990 г.	1,152	5,2	68179,8	1925,2	2124,1	114561,3	160,7	85,5	187,0	0,92	1,52	0,1	270,75	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					2965,63	95,07	174,68	3231,63	3,35	1,4										
					91,63	2,97	5,4	99,86	0,1	0,04										
	660-674	28.04.1990 г.	1,144	5,8	65888,1	4390,5	1918,1	114947,7	7,2	5,4	187,2	0,88	2,38	0,01	376,82	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					2865,95	219,08	157,74	3242,53	0,15	0,09										
					88,38	6,76	4,86	99,99	0,01	-										
Г-4	1307-1316	01.11.1992 г.	1,107	8,0	50233,2	3283	1549,3	87108,6	632,9	355,5	143,2	0,89	2,14	0,53	291,22	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					2185	163,82	127,4	2457,22	13,18	5,82										
					22,24	6,62	5,14	99,23	0,53	0,24										
	1517-1522	30.08.1992 г.	1,161	6,8	68429,7	1763,2	8033,6	123970,0	1025,4	239,4	201,5	0,85	1,28	0,61	545,88	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					2976,5	145,0	400,88	3497,1	21,36	3,92										
					84,5	4,12	11,38	99,28	0,61	0,11										
	1377-1383, 1388-1390	-	1,107	7,8	43892,2	3314,8	6372,3	82410,0	1083,5	273,0	137,4	0,82	1,5	0,96	442,59	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					1909,19	165,41	277,18	2324,74	22,57	4,47										
					81,19	7,03	11,78	98,85	0,96	0,19										
	1444-1449	21.09.1992 г.	1,175	6,0	75424,2	2154,5	5592,4	131901,1	370,9	519,2	216,0	0,88	1,57	0,21	356,24	III ХК	КЛ АОМЭ КазНИГРИ			
					3280,4	177,18	279,06	3720,76	7,72	8,5										
					87,79	4,74	7,47	99,57	0,21	0,23										

5. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

5.1 Цели и задачи проектируемых работ

Поисковое бурение на площади Онгар Восточный было начато в 1989 году и завершено в 1991 году. Было пробурено 9 поисковых скважин, из них в 2-х скважинах Г-2 и Г-6 по данным ГИС и опробования были выявлены нефтенасыщенные коллектора, приуроченные к продуктивным горизонтам Ю-I и Ю-II. При опробовании скважин получены притоки нефти дебитами 9,3 и 3,9 м³/сут соответственно. Было открыто месторождение Онгар Восточный. Однако оперативно подсчитанные запасы (657/132 тыс.т) ввиду ограниченных запасов нефти, низких дебитов и высокой вязкости нефти были переведены в забалансовые в количестве 657 тыс.т. С 1991 года разведочные работы были завершены и месторождение Онгар Восточный было законсервировано.

После приобретения контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) геологоразведочные работы на площади Онгар Восточный были возобновлены на основании Проекта разведочных работ по поиску углеводородов, которым в пределах Геологического отвода Онгар Восточный с целью поисков нефти и газа в среднеюрских и триасовых отложениях месторождения Онгар Восточный, получения геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа и уточнения геологического строения.

Проектом разведочных работ...(2024 г.) предусматривалось бурение пяти разведочных скважин О-21, О-22, О-23, О-24 и О-25 проектными глубинами 900±250 м и 2500±250 м (две независимые и три зависимые от результатов бурения независимых скважин), опробование и испытание продуктивных горизонтов. Также было предусмотрена расконсервация двух ранее пробуренных скважин Г-2 и Г-6 и проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 20 кв. км. полнократной съемки.

Согласно Проекта в 2025 году были пробурены три разведочные скважины О-21, О-23 и О-24. По заключению ГИС в разрезе скважин №№ О-21, О-23 в среднеюрских отложениях были выделены продуктивные пласты для испытания и опробования. В разрезе скважины О-24 по данным ГТИ и ГИС продуктивных пластов не выявлено.

С целью продолжения геологоразведочных работ на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) настоящим Дополнением предусматривается:

- бурение 2-х независимых №№О-27, О-30 и 4-х зависимых №№О-26, О-28, О-29, О-31 разведочных скважин с проектной глубиной 700 (+ 250) м, проектным горизонтом – J₂;

- изменение местоположения и увеличение глубины проектной скважины О-22, предусмотренной Проектом разведочных работ (2024 г.) до глубины 1200 (+ 250) м, проектным горизонтом – J₂;
- уточнение сроков расконсервации ранее пробуренных скважин Г-2 и Г-6 согласно разработанного плана мероприятий по восстановлению скважин.

А также настоящим Дополнением на основании анализа геолого-геофизических материалов предлагается исключить бурение проектной скважины О-25, предусмотренной Проектом 2024 г., в связи с малыми размерами подкарнизной структуры, вскрытой ранее пробуренной скважиной Г-1.

При бурении проектных скважин должно быть обеспечено решение следующих задач:

- вскрытие проектных перспективных на нефть и газ комплексов в пределах прогнозируемых контуров залежей нефти и газа;
- выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров и оценку продуктивности каждого пласта по результатам анализа геолого-геофизических данных;
- испытание и получение притоков нефти и газа из выделенных пластов;
- определение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях, гидрогеологических особенностей нефтегазоперспективных комплексов пород;
- изучение физических свойств коллекторов продуктивных пластов по данным лабораторного исследования керна и по материалам ГИС;
- предварительная геометризация залежей нефти продуктивных горизонтов по геофизическим и промысловым параметрам, выделение этажей разведки;
- получение оценки запасов категорий С₂ и С₁ выявленных залежей нефти и газа.

5.2. Система расположения проектируемых скважин

С целью уточнения геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности на месторождении Онгар Восточный проектируется бурение 6-ти разведочных скважин, в том числе 2 независимые и 4 зависимые.

Основной задачей являются поиски залежей нефти и газа, изучение нефтеносности разреза, гидродинамических и фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов.

Скважина О-27 разведочная, независимая, проектируется на южном поле по III отражающему горизонту (район скважины Г-2), в 210 м юго-восточнее от ранее пробуренной скважины О-23, с целью поиска залежей нефти и газа в юрских отложениях, выявленных в скважине Г-2 и О-23. Проектная глубина 700±250м. Проектный горизонт – J.

Скважина О-30 разведочная, независимая, проектируется на северном поле по III отражающему горизонту (район скважины Г-6), в 250 м северовосточнее от ранее пробуренной скважины О-21 с целью поиска залежей нефти и газа в юрских отложениях, выявленных в скважине Г-6. Проектная глубина 700 ± 250 м. Проектный горизонт – J.

Скважины О-26, О-28, О-29 и О31 - разведочные, зависимые от результатов бурения скважин О-27 и О-30 (их местоположение будет уточнено). Проектная глубина скважины – 700 (+ 250) м. Проектный горизонт - J.

Настоящим Дополнением к Проекту предусматривается изменение местоположения и проектной глубины проектной скважины О-22, предусмотренной Проектом 2024 г.

Скважина О-22 разведочная, зависимая, проектируется на восточном поле по III отражающему горизонту (район скважины Г-3), в 240 м на северо-запад от ранее пробуренной скважины Г-3 с целью поиска залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина 1200 ± 250 м. Проектный горизонт – Т.

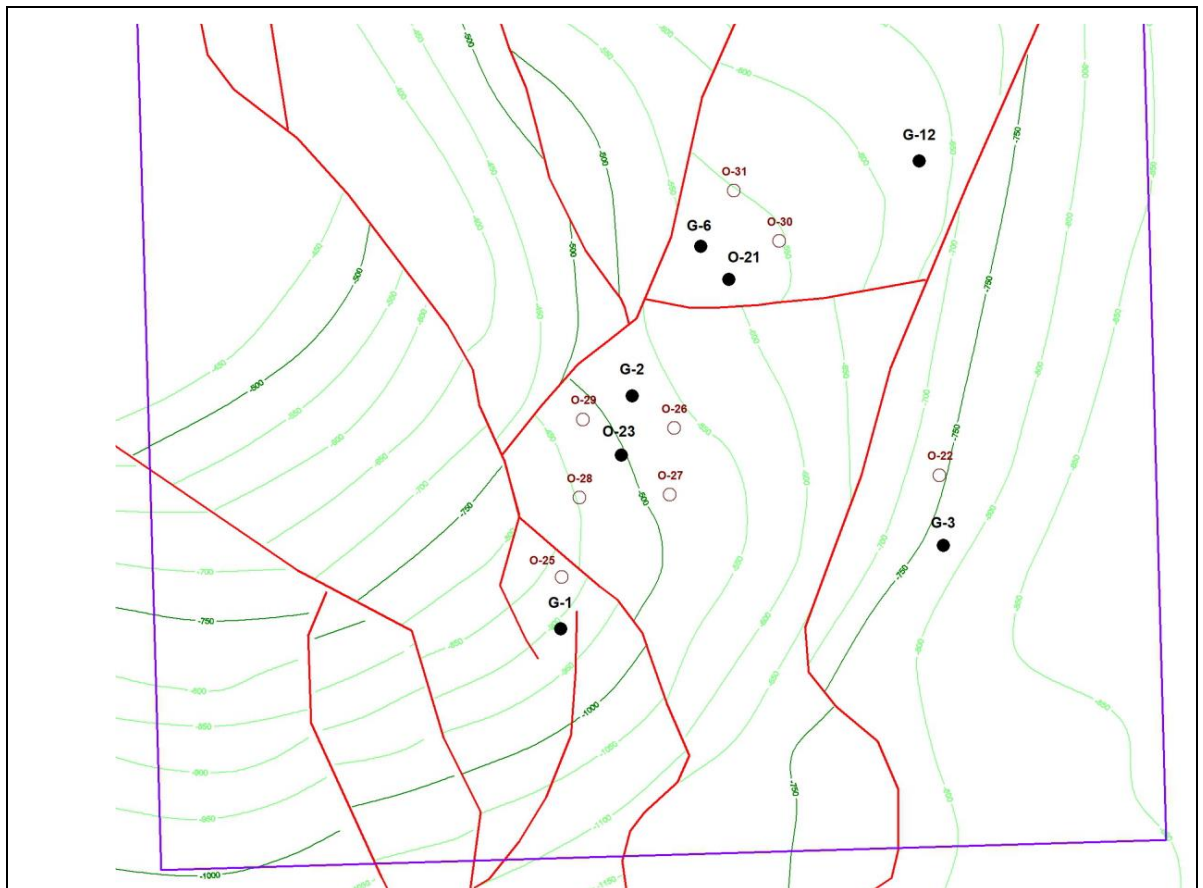


Рис.5.2.1. Расположение проектных скважин (Структурная карта по кровле среднеюрского продуктивного горизонта)

5.3. План мероприятий по расконсервации скважин Г-2 и Г-6

Проектом разведочных работ (2024 г.) предусматривается расконсервация, восстановление и реперфорация двух ранее пробуренных поисковых скважин Г-2 и Г-6.

Скважина Г-2 пробурена на своде южного поля до глубины 751 м с целью поисков нефти и газа в юрских отложениях. В скважине Г-2 выявлена нефтеносность Ю-I среднеюрского продуктивного горизонта. При опробовании горизонта Ю-I в интервале 530,8-545,2 м получен приток безводной нефти дебитом 2,3 м³/сут. через 5 мм штуцер.

Скважина Г-6 пробурена на своде северного поля до глубины 730 м с целью поисков нефти и газа в юрских отложениях. В скважине Г-6 установлена нефтеносность Ю-I и Ю-II среднеюрских продуктивных горизонтов. При опробовании горизонта Ю-I в интервале 522-528 м получен приток безводной нефти дебитом 9,3 м³/сут, при Нср.д. = 384,5 м; горизонта Ю-II в интервале 600-604 м - получен приток нефти дебитом 3,9 м³/сут при Нср.дин, = 483,5 м.

В таблицах 5.3.1-5.3.2 приведены данные по техническому состоянию и стратиграфические отбивки по скважинам Г-2 и Г-6.

Таблица 5.3.1

Фактические данные по скважинам Г-2 и Г-6

№ скв.	Категория скважины	Дата бурения начало/конец	Фактическая глубина/горизонт	Конструкция скважины	Состояние скважины
2	3	5	7	8	9
Г-2	поисковая	20.12.1989 23.01.1990	751 Р _{1к}	219ммх138м 146ммх710,1	в консервации
Г-6	поисковая	24.05.1990 19.07.1990	730 Р _{1к}	219ммх91м 140ммх649м	в консервации

Таблица 5.3.2

Стратиграфические отбивки по скважинам Г-2 и Г-6

№скв	К ₂	К _{1а1}	К _{1а}	К _{1б}	К _{1г}	Ж ₃	Ж ₂	Ж ₁	Т	Р _{1к}
2	148	303	353	442	530		660			711
6	92	312	360	456	522		677			730

Для определения характера насыщения и гидродинамических характеристик пластов коллекторов проектом планируется провести следующий вид работ:

- Оборудовать устье скважины;

- Определить герметичность 140 мм эксплуатационной колонны
- Пробурить скважину до забоя

Порядок проведения работ

1. Произвести переезд бригады КРС. Принять скважину по Акту прием-передачи на время проведения ремонта. Заказчик передает по акту устье скважины с прилегающей территории к скважине Подрядчику по КРС.
2. Произвести инструктаж членов буровой бригады по планируемой работе и по обнаружению первых признаков нефтегазопроявления, действиям каждого члена вахты при обнаружении первых признаков ГНВП.
3. Монтаж станка: установка якорей оттяжек, ДЭЛ, рабочей площадки, приемного моста технологических НКТ и вспомогательных оборудований согласно типовой схеме.
4. Завести промывочную жидкость в объеме 50 м³ для глушения из расчета объема скважин.
5. Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.
6. Расстановка спец.техники, обвязка устья. Проработать ствол скважины до искусственного забоя с промывкой и проработкой ствола скважины (промывка на забое не менее полутра циклов до чистой воды), затем поднять инструмент на поверхность.
7. Определение герметичности эксплуатационной колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности продолжить работы.
8. Демонтировать перфорационную задвижку, спустить НКТ $\varnothing 73$ мм с воронкой, установить подвеску на глубину 10-15м. выше кровли интервала перфорации. В процессе СПО (спуск) все НКТ замерить и прошаблонировать шаблоном $\varnothing 58$ мм
9. Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязкой.
10. Вызов притока методом смены технической воды с уд.весом – 1,10-1,12 г/см³ на техническую воду с уд.весом – 1,01 г/см³. Завоз технической воды в объеме 50 м³.

Тестирование скважин и отбор глубинных проб

При фонтанном притоке:

- 1) Установить рабочую площадку, фланец и лубрикатор для спуска

глубинного манометра, установить электронный манометр на устье скважины;

2) Выполнить спуск-подъем шаблона до глубины спуска НКТ

3) Выполнить контрольные замеры: (фиксируются и заносятся на журнал регистрации все параметры скважины $R_{тр}$, $R_{затр}$, % обв, $Q_{жид}$, Q_n , $Q_{газа}$, поверхностные пробы и т.д.)

4) Выполнить спуск глубинного манометра на середину интервала перфорации с определением градиента давления и температуры через каждые 100 м, произвести замер $R_{зab}$ на рабочем режиме (7 мм штуцер).

Произвести замену штуцера на второй режим (указывается Заказчиком).

Выполнить контроль до полного выхода скважины на режим (фиксируются и заносятся на журнал регистрации все параметры скважины $R_{тр}$, $R_{затр}$, % (обв), $Q_{жид}$, Q_n , $Q_{газа}$, отбор поверхностных и т.д.). Произвести замену штуцера на третий режим (указывается Заказчиком). Выполнить контроль до полного выхода скважины на режим (фиксируются и заносятся на журнал регистрации все параметры скважины $R_{тр}$, $R_{затр}$, % (обв), $Q_{жид}$, Q_n , $Q_{газа}$, отбор поверхностных проб и т.д.).

5) Закрытие скважины для полного восстановления давления (снятие КВД).

6) После КВД выполнить подъем глубинного манометра -термометра со скважины с определением градиента давления и температуры каждые 100м.

7) Спуск пробоотборника на середину интервала перфорации для отбора глубинной пробы флюида (2 капсулы).

8) Произвести замену штуцера на рабочий режим запустить скважину в работу.

Сдать заказчику первоочередные данные по ГДИС

После завершения работ по результатам испытания, принять решение по дальнейшим работам на скважине. Работы будут проводится по дополнительному плану работ.

Сдать «Заказчику» дело скважины по расконсервации и испытанию.

5.4. Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения мероприятий, предусмотренных данным «Проектом...» является достижение проектными скважинами запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти и газа, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для этого необходимо учитывать опыт бурения ранее пробуренных скважин на данной площади и на соседних месторождениях.

Главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо-и водопроявления.

В приведенных таблицах 5.4.1, 5.4.2 и 5.4.3 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий во избежание аварий в них.

Таблица 5.4.1

Геологические условия проводки скважин проектной глубиной 700 м

№ скв	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфия	Литологические особенности и характеристика разреза	Категория и пород по крепости	Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина				давления, МПа	температуры, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
О-27	0	10	10	Палеоген + Четвертичный	суглинки, глина песок гравий	мягкая	1,4	20	0
	10	150	140	Верхний мел	песчаники, пески, глины				
	150	300	150	Нижний мел, альб	глины, песчаники, пески, алевролиты	мягкая, средняя	5,3	21	1
	300	350	50	Нижний мел, апт	глины, песчаники, алевролиты аргиллиты				
	350	530	180	Нижний мел, неоком	песчаники алевролиты аргиллиты, глины				
	530	700	170	Средняя юра	глины песчаники, алевролиты, аргиллиты	средняя	7	30	1,8

Таблица 5.4.2

Геологические условия проводки скважин проектной глубиной 1200 м

№ скв	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфия	Литологические особенности и характеристика разреза	Категория и пород по крепости	Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина				давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

О-22	0	10	10	Палеоген + Четвертичный	суглинки, глина песок гравий	мягкая	1,4	21	0
	10	160	150	Верхний мел	песчаники, пески, глины				
	160	400	240	Нижний мел, альб	глины, песчаники, пески, алевролиты	мягкая, средняя	6,6	26	1
	400	470	70	Нижний мел, апт	глины, песчаники, алевролиты аргиллиты				
	470	660	190	Нижний мел, неоком	песчаники алевролиты аргиллиты, глины				
	660	1080	420	Средняя юра	глины песчаники, алевролиты, аргиллиты	средняя	14,2	48	1,8
	1080	1150	40	Нижняя юра	глины песчаники, пески				
	1150	1200	50	Триас	глины песчаники, алевролиты, аргиллиты	средняя	14,4	50	2

Таблица 5.4.3

Ожидаемые осложнения при бурении скважин проектной глубиной 700 м

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений
1	2	3	4
1	0-300	Q+P +K ₂ + K ₁	Осыпи, обвалы, водопроявления
2	530-660	J ₂	Возможны нефтегазоводопроявления

Таблица 5.4. 4.

Ожидаемые осложнения при бурении скважин проектной глубиной 1200 м

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений
1	2	3	4
1	0-400	Q+P +K ₂ + K ₁	Осыпи, обвалы, водопроявления
2	660-1150	J ₂	Возможны нефтегазоводопроявления

5.5. 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, такие как:

- 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 CO₂ 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 1100-1120 кг/м³, условная вязкость 40-50 сек., фильтрация 8-10 см³ за 30 мин.

2. При бурении под кондуктор - ингибирующий полимеркалиевый раствор с параметрами: плотностью 1120-1150 кг/м³, условная вязкость 40-45 сек., фильтрация 5-7 см³ за 30 мин.

3. При бурении под эксплуатационную колонну - полимеркалиевый раствор с параметрами: плотностью 1180-1220 кг/м³, условная вязкость 35-40 сек., фильтрация 3-4 см³ за 30 мин (таблица 5.5.1).

Таблица 5.5.1

Характеристика промывочной жидкости скважин глубиной 700 м

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Плотность г/см ³	Вязкость, сек.	Водоотдача см ³ за 30 мин.	Наименование химических реагентов
0-20	Бентонитовый	1,10-1,12	40-45	5-7	Каустическая сода, Кальц. Сода, Оснопак ВО, Гамаксан, Бентонит
20-80	Полимеркалиевый	1,12-1,15	35-40	3-4	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Биокарбанат, Лимонная кислота, Биолуб LVL, SC-135
80-700		1,18-1,22	35-40	3-4	

Таблица 5.5.2

Характеристика промывочной жидкости скважин глубиной 1200 м

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Плотность г/см ³	Вязкость, сек.	Водоотдача см ³ за 30 мин.	Наименование химических реагентов
-------------	--------------------------	-----------------------------	----------------	---------------------------------------	-----------------------------------

0-20	Бентонитовый	1,10-1,12	40-45	5-7	Каустическая сода, Кальц. Сода, Оснопак ВО, Гамаксан, Бентонит
20-150	Полимер калиевый	1,12-1,15	35-40	3-4	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Биокарбанат, Лимонная кислота, Биолоуб LVL, SC-135
150-1200		1,18-1,22	35-40	3-4	

5.6. Обоснование типовой конструкции скважины

Выбор типовой конструкции скважин является одним из важнейших мероприятий для обеспечения безопасной проводки проектных скважин в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого разреза, надежного разобщения пластов и максимального соблюдения правил охраны недр при строительстве скважин и разработке месторождений.

Конструкция скважины представляет собой комплекс данных о ее глубине, числе обсадных колонн, их наружных диаметрах и глубинах спуска, диаметрах долот для бурения ствола под каждую из колонн, о глубинах интервалов цементирования заколонного пространства.

Конструкция скважины должна обеспечить:

- устойчивость стенок ствола скважины;
- надежное разобщение различных пластов в разрезе;
- возможность спуска в скважину оборудования, необходимого для подъема на поверхность жидкости или газа;
- надежную связь скважины с продуктивным пластом.

В соответствии с действующими нормативно-методическими документами, исходя из геологической характеристики разреза, учетом назначения скважин, проектной глубины и методов воздействия на пласт, способов эксплуатации скважин, а также многолетнего опыта строительства предусмотрена нижеследующая конструкция скважин

Таблица 5.6.1

Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной 700 м

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долото	колонна		
1	2	3	4	5
Направление	406,4	339,7	20	до устья
Кондуктор	311,1	244,5	80	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	700	до устья

Таблица 5.6.2

Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной 1200 м

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долото	колонна		
1	2	3	4	5
Направление	406,4	339,7	20	до устья
Кондуктор	311,1	244,5	150	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1200	до устья

Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов в открытой части ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, а также скребки в интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверн устанавливаются турбулизаторы. Для улучшения качества крепления в цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель вязкости.

Диаметр эксплуатационной колонны принимается исходя из назначения скважины. Диаметры направления, кондуктора и промежуточных колонн проектируются исходя из минимально-допустимых зазоров, обеспечивающих беспрепятственный спуск и качественное цементирование обсадных колонн

Для надежной изоляции пластов и предотвращения коррозии труб предусматривается подъем цемента за колоннами производить до устья скважины.

5.7. Оборудование устья скважины

Для предотвращения возможных нефтегазоводопроявлений бурение скважины производится с противодавлением столба бурового раствора, согласно Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

После спуска и цементирования кондуктора устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 43-230/80x35 ГОСТ 13862-2003.

В целях обеспечения подъема цемента за эксплуатационными колоннами, предусматривается цементирование эксплуатационных колонн в скважинах производить в две ступени с разрывом во времени, как из соображений предупреждения гидроразрыва, так и защиты колонны от коррозии.

Для получения надежного цементного кольца за эксплуатационными колоннами необходимо низ колонн оснащать комплексом технологической оснастки.

Обвязку обсадных колонн скважин предусмотрено производить с помощью колонной головки ОКК-35-168x245 с последующим оборудованием устья фонтанной арматурой АФК-65x65-35.

Характер залегания пластов, рельеф местности, состояние наземных и подземных коммуникаций позволяет вести бурение проектных скважин с

вертикальным профилем ствола. Характеристика разбуриваемых пород, небольшие углы падения пластов, оптимальные глубины и опыт разбуривания месторождения определяют целесообразность бурения проектных скважин турбинно-роторным способом, как наиболее эффективным.

Максимально-допустимое случайное отклонение забоя пробуренной эксплуатационной скважины от проектного положения (точность попадания) не должно превышать 15 метров.

Исходя из максимальной глубины скважин – 1200 м, бурение проектных скважин должно проводиться буровыми установками с допускаемой нагрузкой на крюке – 175 тонн, или аналогичными по основным параметрам и оснащённости средствами механизации, автоматизации, контроля, диспетчеризации и безопасности производства работ.

Таблица 5.7.1.

Оборудование устья скважин

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, кгс/см ²	Давление опрессовки устьевого оборудования, кгс/см ²	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>
ОП43-230/80х35	350	350	1	245
ППГ-230х35-2шт	350	350	2	245
ПУГ-230х35-1шт	350	350	1	
ОКК-35х168х245ХЛ	350	350		168
АФК1-65/65Х35	350			

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

5.8.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Геологические исследования в процессе бурения сводятся к отбору шлама и керна по нефтегазоперспективным горизонтам и отбору образцов на анализы параметров коллекторов, наблюдению за поглощениями промывочной жидкости и нефтегазопроявлениями, соблюдением параметров глинистого раствора.

Отбор шлама для скважин глубиной 700 м предусматривается в интервале 500-700 м, через каждые 5 м проходки для уточнения литологии стратиграфического разреза.

Отбор шлама для скважин глубиной 1200 м предусматривается в интервале 600-1200 м, через каждые 5 м проходки для уточнения литологии стратиграфического разреза.

Отбор керна предусматривается в проектируемых скважинах по отложениям средней юры и триаса. В процессе бурения интервалы отбора

керна будут уточняться по результатам ГИС и признакам проявления углеводородов по газовому каротажу.

Общий объем отбора керна в проектируемых скважинах (в случае бурения всех 6 скважин) – 108 м, что составляет 2,6 % от общей глубины скважин. Отбор керна производится колонковыми снарядами типа "Недра" с бурильными головками 187.3/80. Вынос керна должен быть не менее 80%.

Отобранный керн детально и послойно изучают и описывают. Образцы керна отправляются на лабораторные анализы. В таблице 5.7.1.1. приведена информация об отборе керна по проектной независимой скважине на контрактной территории.

Таблица 5.8.1.1

Предполагаемые интервалы отбора керна в проектных скважинах

Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4
Скв. О-27, О-30 проектной глубиной 700 м			
530-539	9	J ₂	III
560-569	9	J ₂	III
Итого	18		

Таблица 5.8.1.2

Предполагаемые интервалы отбора керна в проектной скважине О-22

Скв. О-22 проектной глубиной 1200 м			
660-669	9	J ₂	III
700-709	9	J ₂	III
750-759	9	J ₂	III
900-909	9	J ₂	III
970-979	9	J ₂	III
1070-1079	9	J ₂	III
Итого	48		

Интервалы отбора керна будут уточняться геологической службой недропользователя по фактическим материалам бурения скважины и ГТИ.

5.8.2. Геофизические исследования

Для выявления и изучения в разрезе скважин нефтенасыщенных коллекторов и их параметров, уточнения интервалов отбора керна, опробования ИП, контроля технического состояния ствола скважин предусматривается провести рекомендуемый комплекс геофизических исследований, приведенных в таблице 5.8.2.1.

Методы, входящие в комплекс ГИС, при необходимости могут корректироваться Заказчиком.

Глубины замеров давлений, отборов проб и их количество, а также интервалы опробований должны корректироваться по данным полного комплекса ГИС и согласовываться с Заказчиком.

Таблица 5.8.2.1

Комплекс геофизических исследований

№	Наименование работ	Интервал записи		Примечание
		скважины 700 м	скважины 1200 м	
1	ГК, НГК, ДС, ТМ, КС- кровельный и подошвенный зонды (GZ3-A2M0.5N, OGZ3- N0.5M2A, PZ-N11M0.5A)	0-20	0-20	
2	ПС, ГК, НГК, КС, АК, ДС, БК, ИК, инклинометрия, ТМ	20-80	20-150	
3	ПС, ГК, НГК, КС, АК, ДС, БК, МБК, ИК, ВИКИЗ, инклинометрия, ТМ, ГГКп, МКЗ	80-700	150-1200	
4	АКЦ	0-80 80-700	0-150 150-1200	
5	МДТ-модульный динамический пластоиспытатель	520-630	660-1080	10 проб

Условные обозначения: ГГКп – плотностной гамма-гамма каротаж; АК – акустический широкополосной каротаж; ГК – гамма-каротаж; БК – боковой каротаж; МБК – микробоковой каротаж; ПС – поляризация спонтанная; МКЗ – микрозондирование; АКЦ – акустический фазо-корреляционный цементомер.

***Геохимические исследования и геолого-технический контроль за
проводкой скважин***

После спуска кондуктора в скважинах будут проводиться геохимические и геолого-технологические методы исследования. Для определения суммарного содержания углеводородных газов необходимо использовать пламенно-ионизационный хроматограф для непрерывного суммарного определения углеводородов в газовой смеси. Для компонентного газового анализа будет использоваться газо-адсорбционный хроматограф, который позволит определить абсолютную и относительную концентрацию компонентов углеводородной смеси.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) и газовый каротаж при строительстве скважин должны обеспечить получение оперативной информации о соответствии фактических технологических параметров бурения их значениям, установленным в геолого-технологическом наряде.

5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

Основной целью бурения проектируемых скважин является поиски залежей углеводородов в среднеюрских отложениях.

Учитывая опыт бурения на указанные отложения, были выбраны интервалы для испытания продуктивных объектов в колонне. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при

параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия загрязнения шламом призабойной части ствола, кольматации коллекторов, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность.

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

При положительной оценке предусмотрено испытание 4-х объектов в каждой скважине. Однако количество таких объектов и конкретные интервалы их опробования в эксплуатационной колонне будут уточнены по данным ГИС и включены в план опробования. После спуска и цементирования эксплуатационной колонны производится оборудование устья скважины КГ и фонтанной арматурой, с последующей опрессовкой межколонного пространства и опрессовкой эксплуатационной колонны на расчетное давление.

Перед проведением перфорационных работ устье скважины обвязывается в соответствии с типовой схемой обвязки устья скважин при освоении согласованное с контролирующими органами.

Проверка эксплуатационной и технической колонны на герметичность производится двумя методами:

- Опрессовкой водой и воздухом;
- Снижением уровня жидкости в колонне на $2/3$ глубины скважины.

Опробование объектов производится снизу-вверх.

Перфорация продуктивных горизонтов будет проводиться перфораторами на ПНКТ из расчета 16-17 зарядов на 1 погонный метр с максимальной пробивной способностью.

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

В зависимости от характера притока пластовых флюидов применяются фонтанный метод исследования или метод прослеживания уровня:

- в фонтанирующих скважинах после очистки забоя и ствола

скважины и стабилизации притока, и устьевых давлений, скважина закрывается на восстановление пластового давления и замеряется начальное пластовое давление.

- Замер дебитов нефти и газа, изменение устьевых и забойных давлений на различных режимах будут фиксироваться забойными манометрами.

В процессе испытания отбираются поверхностные пробы флюидов с целью определения физико-химических свойств, количества механических примесей и процентного содержания воды. Для исследования нефти в пластовых условиях, с целью определения давления насыщения нефтяных залежей газом и газосодержания, отбираются глубинные пробы нефти из работающих горизонтов.

Исследование объекта завершается снятием пластового давления и не менее 24 часового его восстановления. Исследование профиля притока нефти и газа производится по дополнительному плану.

Для полноценного исследования объекта должны быть определены:

- дебит нефти, газа, воды на каждом режиме;
- забойное давление на всех режимах;
- устьевое давление (буферное и затрубное) на всех режимах;
- начальное и конечное пластовое давление;
- пластовая температура.

После завершения работ на исследуемом объекте, для перехода на вышележащий объект, скважина задавливается буровым раствором, над интервалом перфорации устанавливается пакер с обратным клапаном, производится закачка цементного раствора в интервал перфорации под давлением. Затем над пакером устанавливается цементный мост высотой до 50 м.

Вскрытие продуктивных горизонтов предусматривается зарядами с плотностью 16-17 отверстий на 1 п. м. с привязкой по ГК и ЛМ. Данные о планируемых испытаниях в эксплуатационных колоннах и прогнозируемых дебитах приводятся в таблице 5.8.3.1 и 5.8.3.2.

Таблица 5.8.3.1

Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне

Проектная скважина	№ объекта	Интервалы испытания, м	Горизонты
О-27	I	510-520	J ₂
	II	560-570	J ₂
	III	600-610	J ₂
	IV	640-650	J ₂
О-30	I	550-560	J ₂
	II	590-600	J ₂
	III	620-630	J ₂
	IV	650-660	J ₂

О-22	I	1050-1060	J ₂
	II	980-990	J ₂
	III	880-890	J ₂
	IV	660-670	J ₂
Г-2	I	530-545	J ₂
Г-6	I	522-528	J ₂
	II	600-604	J ₂

Таблица 5.8.3.2

Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержания

Скважина/ проектная глубина	Онгар Восточный
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	J ₂
Ожидаемые параметры	дебит нефти – 18 т/сут; плотность нефти – 0,8998 г/см ³ газосодержание – 10 м ³ /т

Примечание: с учетом данных по скважинам Г-2, Г-6 месторождения Онгар Восточный.

Перед проведением перфорации на скважине должен быть запас бурового раствора не менее двух объемов. После проведения перфорации в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы, низ которых оборудован крестовиной, выше верхнего интервала перфорации на 10 м.

Для каждого объекта предусматриваются следующие виды исследований.

При фонтанирующем притоке очистка призабойной зоны пласта производится в течении 24-часов через штуцер диаметром 10 мм; при не фонтанирующем притоке проводят откачку из скважины методом эрлифта (аэризаацией) до получения чистого пластового флюида.

Исследования на приток при фонтанирующих объектах производятся на 5-и режимах: три прямого и два обратного хода со снятием начальной и конечной КВД. При не фонтанирующих объектах проводится трехкратное прослеживание уровня до перелива или выхода на статический уровень.

Производятся замеры устьевых и забойных давлений, отбор глубинных проб нефти и газа.

Изоляцию объектов производить установкой цементных мостов или взрыв-пакеров.

Изменение проектных параметров опробования и испытания может быть изменено геологической службой по фактическим данным.

При слабых притоках производится интенсификация пластов методами: кислотной обработки пластов (СКО); методом переменных давлений (МПД); гидроразрывом пласта с проплантом (ГРП).

Фактические интервалы испытания будут определены недропользователем по результатам ГИС, ГТИ и исследования керна.

Для каждой скважины, подлежащей испытанию, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы. План работы по испытанию скважин проходит согласование в установленном порядке согласно действующему законодательству РК.

5.8.4. Лабораторные исследования

Образцы отобранного кернового материала должны подвергаться лабораторным исследованиям с целью определения литологии, вещественного состава, коллекторских свойств (общей пористости, открытой пористости, трещиноватости, нефтенасыщенности, проницаемости).

При лабораторных исследованиях анализ выполняется по стандартной методике. Минералогический состав определяется иммерсионным методом, микрофаунистическое определение – определение фауны под микроскопом.

Изучение коллекторских свойств пород выполняется следующими приборами:

-гамма регистратор-определение естественной радиоактивности горных пород для привязки к диаграммам ГИС.

По отобранным керновым материалам проводятся следующие аналитические работы: определение ФЕС (расконсервация керна, спец. сушка, фотографирование в естественном свете, выпиливание цилиндров 3х3см, экстрагирование керна, определение открытой пористости методом насыщения жидкостью, определение газопроницаемости при атмосферных условиях на цилиндрах, определение объемной плотности, определение гранулометрического состава, определение карбонатности, определение водо-, нефтенасыщенности (включая экстрагирование и определение пористости), определение остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны.

Отобранные в процессе испытания пластов пробы нефти, газа в поверхностных и пластовых условиях должны подвергаться лабораторным исследованиям с целью определения физико-химических свойств, давления, насыщения. Кроме того, из каждой залежи необходимо отобрать пробы нефти на товарный анализ.

Сокращенному и полному физико-химическому анализу необходимо подвергать пробы пластовых вод из продуктивных толщ.

Проектом предусматривается литологическое описание пород, петрографическое описание шлифов, а для определения коллекторских свойств пород будут исследованы образцы.

Проектом предусматривается следующий комплекс исследований керна (таблица 5.8.4.1).

Таблица 5.8.4.1

**Предполагаемый комплекс исследований образцов керна
и флюидов на 1 скважину**

№ пп	Наименование исследования, анализа	Един. измер.	К-во образцов	Организация, выполняющая исследования
1	Определение ФЕС	обр.	100	АО «НИПИ нефтегаз» и др.
2	Определение гранулометрического состава и карбонатности пород	-"	60	
3	Литолого-петрографические исследования	-"	40	
4	Минералогический состав пород	-"	40	
5	Люминисцентно-битуминологические исследования	-"	20	
6	Параметр пористости	-"	60	
7	Параметр насыщения	-"	60	
8	Анализ кривых капиллярного давления	-"	60	
9	Рентгено-минералогический анализ	-"	40	
10	Определение коэффициента вытеснения нефти	-"	20	
11	Анализ кривых относительной проницаемости для нефти и воды	-"	20	
12	Анализ смачиваемости	-"	10	
13	Анализ поверхностной пробы нефти на 1 объект испытания	проба	4	
14	Анализ глубинных проб нефти на 1 объект испытания	-"	4	
15	Анализ глубинных проб пластовой воды на 1 объект испытания	-"	2	
16	Химический анализ пластовой воды с определением микрокомпонентов на один объект испытания	-"	2	
17	Анализ углеводородного состава газ	-"	4	

Примечание: Комплекс исследований образцов и анализ нефти будет корректироваться.

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Настоящим Дополнением к проекту предусматривается поиск углеводородов в юрских отложениях на месторождении Онгар Восточный, никаких других поисков полезных ископаемых не предусматривается.

Массовые поиски осуществляются путем проведения радиоактивного каротажа по всему стволу скважины в соответствии с требованиями по этому виду исследований. Если в интервале повышенной радиоактивности имеется керн, он прослушивается радиометром. При опробовании в скважинах водоносных горизонтов отбирается проба для радиохимического анализа. Сведения по виду и объёму массовых поисков приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1.

Виды и объемы попутных поисков

№пп	Виды работ	Един. изм.	Объем
1	2	3	4
1	Гамма-каротаж	п.м	700/1200
2	Радиохимический анализ	проба	5
3	Контрольный гамма-каротаж	%	10

Для обеспечения технического водоснабжения производственных работ используются воды водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеоген-верхнемеловых отложений. Местами они используются для строительства колодцев и обеспечения водой отгонного животноводства.

Вскрытие водоносных горизонтов с содержанием элементов возможных для использования в бальнеологических и теплоэнергетических целях не предусматривается.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Обработка результатов разведочных работ включает в себя целый комплекс вопросов, которые должна осуществлять геологическая служба, а именно: информацию об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе его, о проведенных ИПТ и комплексах ГИС. Кроме перечисленных документов, в деле должны присутствовать все акты, фиксирующие факты не только геологического, но также технического и технологического характера. Вся первичная геологическая документация должна вестись в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр». Геологическая служба должна: осуществлять соблюдение требований проекта, проводить отбор проб керна и флюидов и посылать их на исследования. Полученные по ним заключения в дальнейшем применять в своей работе - увязывать с данными ГИС по пробуренным скважинам и использовать в решении вопросов спуска эксплуатационной колонны и выбора интервалов опробования продуктивных пластов, в случае получения притоков УВ или воды провести отбор проб с дальнейшей передачей их на соответствующие анализы.

При получении положительных результатов и подтверждения наличия залежей нефти и газа будет дана оценка запасов углеводородов и постановка на них дальнейших поисково-разведочных работ.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ, составляется оперативный подсчет запасов с дальнейшим вводом их в пробную эксплуатацию.

Если же месторождение оказалось с забалансовыми запасами, либо со сложными техническими проблемами, затрудняющими ввод его в эксплуатацию в данное время, то составляется отчет на объект, подлежащий длительной консервации по геолого-экономическим соображениям.

В случае отрицательных результатов бурения и испытания независимых поисковых скважин недропользователю необходимо: оценить целесообразность бурения, пересмотреть местоположение и количество объектов испытания или перераспределить на другие перспективные структуры зависимые поисковые скважины.

8.ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий деятельности недропользования по углеводородам, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

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

При прекращении операций по разведке и добыче углеводородов недропользователь осуществляет ликвидацию последствий недропользования.

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.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 7 и 8 статьи 126:

- п.7 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.
В случае утверждения проекта разработки соответствующая дополнительная сумма должна быть внесена до начала проведения работ, предусмотренных таким проектным документом».

Ликвидация возможных последствий разработки месторождения включает в себя демонтаж, вывоз и захоронения (при необходимости) всех наземных сооружений, ликвидацию скважин разного вида и назначения, рекультивацию земель, которая осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

В соответствии Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2024г.) Ликвидация последствий недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации последствий недропользования по разведке углеводородов..

Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования по углеводородам устанавливаются в [правилах](#) консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

Расчет возможных затрат на ликвидацию последствий при прекращении контракта выполнен в следующем порядке:

1. Формирование затрат на ликвидацию скважин в динамике согласно разработанной организационно-технологической модели;
2. Определение затрат на рекультивацию земли.

8.1. Технические решения по ликвидации скважины

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин на контрактной территории предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период разведки, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе пользователя недр. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за пользователем недр.

За основу расчетов по ликвидации скважин должны быть приняты проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется

целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованным с территориальным Департаментом по промышленной безопасности.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Министра энергетики Республики Казахстан» №200 от 22.05.2018г

Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, а также ликвидация по геологическим причинам, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

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

При завершении подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50 м) дизельным топливом (нефтью)

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

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.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

8.2. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-2019. Транспортирование цемента осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытуемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-2019.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор – стенка скважины, тампонажный раствор – внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия проницаемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

8.3. Технология и типовые расчеты установки цементного моста

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или, собственно, продавочной жидкости при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1 - \Delta V)$$

$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3 \quad \text{где } V_T - \text{внутренний} \\ \text{объем колонны}$$

заливочных труб, м^3 ; ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_M - протяженность цементного моста, м; S_T - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м^2 ; C_0 - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 8.3.1.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = H S_c + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0) \quad (2)$$

где S_c - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м^2 ; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 8.3.1).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

Таблица 8.3.1

Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффициенты	Для бурильных труб с высаженным внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C ₁	0,01	0,03	-	0,01
C ₂	002	004	0,01	0,02
C ₃	0,02	0,03	0,01	0,02
C ₄	0,02	-	0,02	-
C ₅	0,40	-	0,40	-
C ₆	0,03	0,20	0,03	0,20
C ₀	0,01	0,02	0,01	002

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения $H_{см}$ в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_m + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_k} \quad (3)$$

где $V_{см}$ - объем зоны смешения, m^3 ; S_k - площадь кольцевого сечения скважины, m^2 ; C_6 - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 17.1); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

$$\text{для первой порции } V_1 = C_4 V_T + C_5 H_m S_c \quad (4)$$

$$\text{для второй порции } V_2 = C_4 V_{II}$$

где C_4 и C_5 - коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве.

8.4. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу

применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой УПА-60/80 (рис 8.4.)

Технические характеристики подъемного агрегата УПА-60/80 приведены в таблице 8.4.1.

Таблица 8.4.1

Техническая характеристика агрегата УПА-60/80

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		800
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъемность, т		80

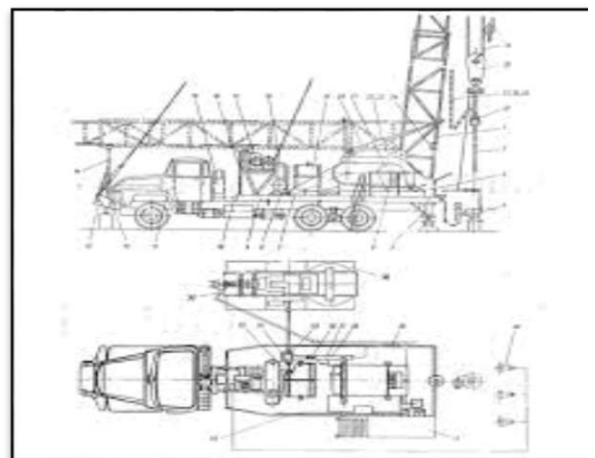


Рис. 8.4.1. Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин

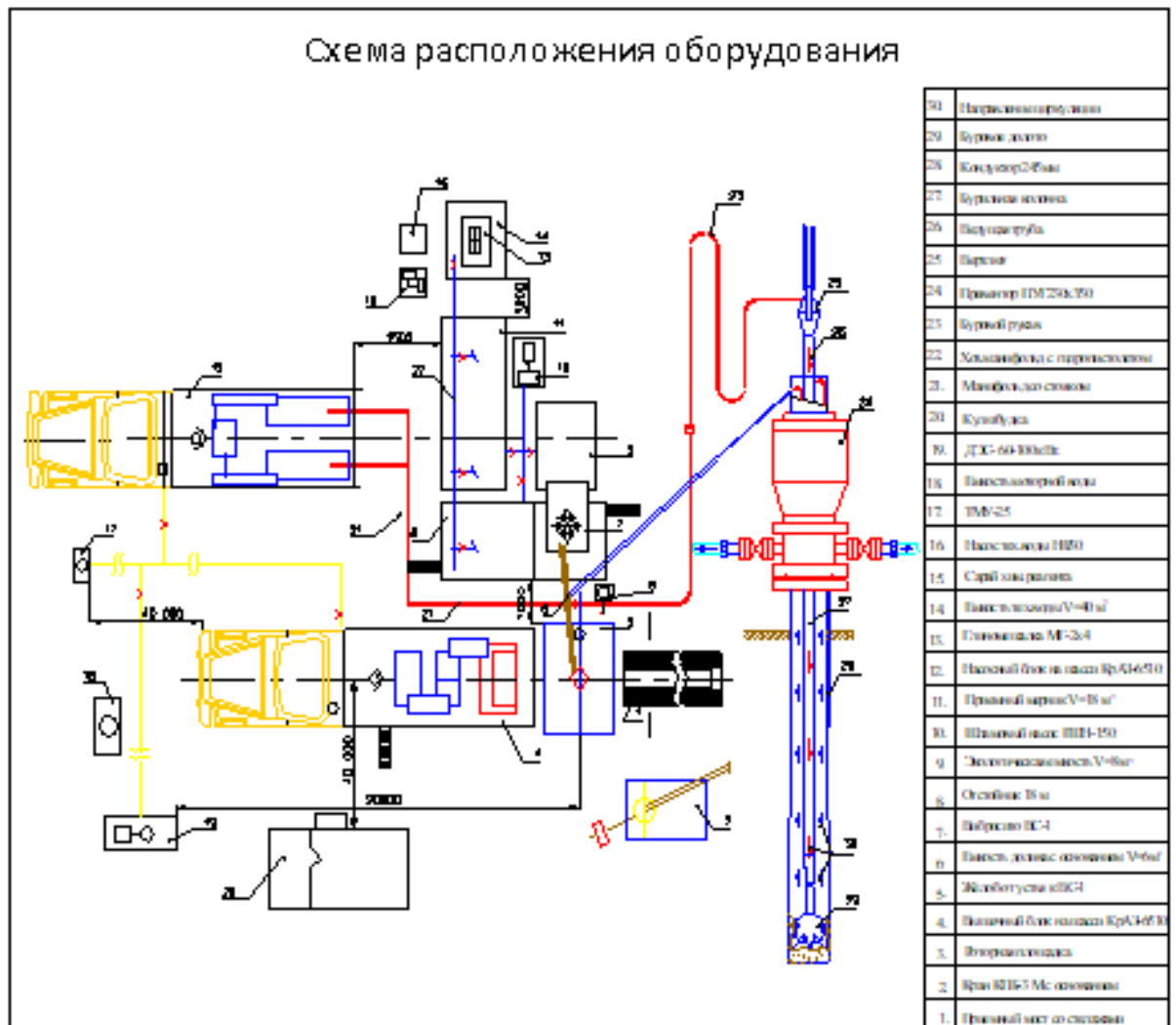


Рис.8.4.2. Схема расположения оборудования

8.5. Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ

Продолжительность работ по ликвидации 1 (одной) скважины из опыта аналогичных работ составляет 240 часов, в том числе рекультивация земли техническая и биологическая.

№п/п	Наименование работ	Продолжительность, в сутки
1	Ликвидация скважины	6
2	Рекультивация земли	
3	техническая	2
4	биологическая	2
	Всего	10

Виды работ при ликвидации скважин

Код	Описание работы	Время(час)
A001	Смонтировать подъемную установку	24
A001	Установить превентор	6
A001	Спуск НКТ, установка верхнего цементного моста	4
A001	Промывка, подъем НКТ с выкидом на мостки	4
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста	2
A001	Спуск НКТ, установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	5
A001	Промывка, подъем с выкидом НКТ	3
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течение 10 мин	2
A001	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	8
A001	Демонтаж станка КРС	24
A001	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	14
	Итого	144

Виды работ по технической рекультивации земли

Код	Описание работы	Время(час)
A001	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	14
A001	Вывоз загрязненного грунта, мусора	8
A001	Планировка площадки	12
A001	Сбор, резка и вывоз металлолома	4
A001	Транспортировка машин и механизмов	10
	Итого	48

Виды работ по биологической рекультивации земли

Код	Описание работы	Время(час)
A001	Вспашка	14
A001	Предпосевное боронование в 2 сл.	8
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Разбрасывание минеральных удобрений	8
A001	Транспортировка минеральных удобрений	10
	Итого	48

8.6. Анализ структуры фонда скважин и перечень объектов ликвидации

В пределах геологического отвода месторождения Онгар Восточный находятся 7 скважин (№№ Г-1, Г-2, Г-3, Г-6, Г-12, О-21 и О-23).

Настоящим Дополнением к Проекту предусматривается бурение двух независимых (№№О-27, О-30), а также четырех зависимых скважин (№№О-26, О-28, О-29, О-31).

8.6.1. Разработка плана изоляционных работ скважин

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- 1) способ установки цементного моста – на равновесие,
- 2) метод установки – с контролем по объему,
- 3) заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
- 4) продавочная жидкость – буровой раствор.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- 1) перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- 2) демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- 3) установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- 4) закачка буферной жидкости №1;
- 5) закачка цементного раствора;
- 6) закачка буферной жидкости №2;
- 7) закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- 8) подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- 9) герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).
- 10) срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- 10) разгерметизация устья;
- 11) подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- 12) стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъем заливочной колонны;
- 13) спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- 14) испытание моста на прочность разгрузкой;

15) испытание моста на герметичность опрессовкой.

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.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью).

8.6.2. Подготовка к работам по ликвидации скважины

Планирование работ по установке цементных мостов:

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (2), (1), (4), и (3). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

8.6.3. Порядок оформления документов на ликвидации скважин

Утвержденный Заказчиком и согласованный АСС 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.

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

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионностойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2м x 2м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

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.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли хранятся у Недропользователя.

8.7. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации

8.7.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

№№ п/п	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
1	Мобилизация и демобилизация агрегата	комп	1
2	Монтаж и демонтаж передвижного агрегата	комп	1
3	Оплата труда бригады КРС	сутки	6
4	Амортизация оборудования	сутки	6
5	Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата	сутки	6

6	Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы	опер	6
7	Пробег агрегата на обе конца по дороге 3 класса	км	50
8	Материалы:		
	Буровой раствор		
9	KCL	т	2,14
10	Poly Pac UL/R	т	0,07
11	NaOH	т	0,146
12	Ингибитор коррозии	т	0,04
13	Кальцинированная сода	т	0,146
14	Техническая вода	т	
15	Цемент класса "G"	т	17,4
16	Вода техническая	т	8,16
17	Транспортировка подземного и наземного оборудования	т	117
18	Отработанный буровой раствор	т	11,5
19	Кислород	шт	6
20	Пропан	шт	6
Итого затраты на ликвидацию одной скважины			

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

Таблица 8.7.1.1

Технические средства, используемые для выполнения работ

Наименование техники	Кол-во	Количество часов
Автокран	1	24
Автомашина "Камаз"	1	24
Автобус	1	24
Трактор	1	48
Итого		

8.7.2. Мероприятия по рекультивации

Перед технической рекультивацией использованных при разведке земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после разведки, определяется геологическим отводом.

В период ликвидации все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

Рекультивация земель - комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

К нарушенным землям относят земли, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: технический и биологический.

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

На территории участка, учитывая специфику региона и отсутствие пресной воды, озеленение не предусматривается.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретение (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов

и др.);

- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ, сроки рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природно-техногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природно-техногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмешивается в формировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следующих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ.

Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы, охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

Рекультивация относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного

производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геологопочвенному обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории и обоснованию направления рекультивации.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемах рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствии группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, т.е. существует прямая и обратная связь между технологией горных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противозерозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

1. природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
2. агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
3. хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
4. срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений;
5. технологии производства комплекса горных и

рекультивационных работ;

6. требований по охране окружающей среды;
7. планов перспективного развития территории района горных разработок;
8. состояния ранее нарушенных земель, т.е. состояния техногенных ландшафтов, степени и интенсивности их самозарастания.

Таким образом, рекультивация является многоцелевым мероприятием с природоохранной, природо-восстановительной, хозяйственно-восстановительной и территориально-планировочной функциями.

Подход к рекультивированным землям как к одному из видов продукции предприятий, производство которой планируется и контролируется, в значительной степени определяет эффективность и качество производства в целом, существенно снижает его негативное воздействие на окружающую среду, имеет огромное социальное и экономическое значение.

Предприятие выполняет технический этап рекультивации, который включает:

1. планировку поверхности нарушенных земель (грубую и чистовую);
2. выполаживание или террасирование откосов отвалов;
3. ликвидацию последствий усадки отвалов;
4. противоэрозийные мероприятия;
5. строительство гидротехнических и мелиоративных сооружений дорог, прокладку прочих инженерных коммуникаций.

При выборе схемы и структуры механизации рекультивационных работ в первую очередь учитываются направление освоения восстанавливаемых земель, технология отвальных и вскрышных работ, состояние нарушенных участков и свойства вскрышных пород.

Технология горных работ должна обеспечить:

- компактную укладку вскрышных пород в отвалы для снижения объема горно-планировочных работ;
- выполаживание откосов отвалов и бортов;
- формирование оптимальных по геометрическим параметрам, негорящих и устойчивых отвалов;
- оптимальное изъятие и минимальные сроки использования земель в технологическом процессе;
- сокращение отрицательного влияния на окружающую среду, сохранение в зоне разработок благоприятных экологических условий для растений и животных.

Предпочтение отдается отвалам, имеющим площадь более 10 га и правильную геометрическую форму, максимально приближающуюся к квадрату, прямоугольнику или кругу. Такая форма отвала наиболее приемлема для рекультивации и последующего хозяйственного использования восстановленных земель.

Способ отсыпки определяет объем планировочных работ. При планировке плоских (платообразных) отвалов объем работ незначителен и составляет 0,01-0,05 м³/м². Во всех других случаях объем планировочных работ существенно выше.

Выбор форм рельефа рекультивируемых земельных участков определяется прежде всего необходимостью создания оптимальных условий для их последующего эффективного использования.

Территория участка после завершения всего комплекса работ должна представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный ландшафт.

Проектом предусмотрено рекультивация и вывоз замазученного грунта силами подрядной организации. Подробные расчеты по стоимости рекультивационных работ представлены ниже.

Объемы рекультивационных работ по каждому участку приводятся в нижеследующих таблицах.

Затраты на рекультивацию территории ликвидируемых и ликвидируемых скважин включена в стоимость ликвидации скважин.

Таблица 8.7.2.1.

Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

№№ пп	Наименование и характеристика	Ед. изм.	Объем работ
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	га	0,03
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	т	1,86
4	Планировка площадки	га	0,03
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	т	1,5
6	Транспортировка машин и механизмов	км	2
	Итого		

Таблица 8.7.2.2.

Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель

№ вида работ	Наименование материалов и технических средств	Ед.изм.	Кол-во	Количество часов
1	Автогрейдер	шт.	1	10
2	Погрузчик	шт.	1	10
3	Автобус Урал 3255	шт.	1	10

4	Автокран Урал 4320	шт.	1	10
5	Экскаватор	шт.	1	10
6	Краз-6510 самосвал	шт.	1	10
7	Урал 4320	шт.	1	10
	Итого			

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Таблица 8.7.3.

Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель

№№ п/п	Наименование и характеристика	Единица измерения	Объем работ
1	Вспашка	га	0,03
2	Предпосевное боронование в 2 сл.	“	0,03
3	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	“	0,03
4	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	“	0,03
5	Разбрасывание минеральных удобрений	тн	0,01
6	Транспортировка минеральных удобрений	км	2
7	Транспортировка семян	“	1
8	Разбрасывание удобрения на 1 га:	га	
9	Удобрение аммофос	кг	0,03
10	Аммиачная селитра		0,03
11	Суперфосфаты		0,03
12	Посадка семян на		
13	Экспарцет		0,74
14	Люцерна		0,41
15	Донник		0,65
16	Семена житняка		0,21
	Итого		

8.7.3.1. Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель

Наименование техники	Количество	Количество часов
Трактор МТЗ	1	10

ДТ - 74	1	10
ЮМЗ	1	10
Разбрасыватель удобрений ГРМГ-4	1	10
СЗТ-3,6	1	10
Итого		

8.8. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Сводный сметный расчет стоимости рекультивацию нарушенных земель на месторождения приведена в таблице 8.8.1.

Таблица 8.8.1

Сводный сметный расчет стоимости рекультивации нарушенных земель

№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин	Всего, тыс. тенге
1	Рекультивации нарушенных земель	1507,2	6	9043,2
	Всего по сводному сметному расчету			9043,2

Консервация или ликвидация последствий деятельности на контрактной территории по окончанию работ будет производиться по следующим направлениям:

- Консервация или ликвидация скважин с установкой цементных мостов;
- оборудование устья скважин;
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с
- вывозом за пределы участка (при наличии);
- техническая и биологическая рекультивация земли (подъездных дорог и приустьевых площадок);

- утилизация отходов.

Расчет стоимости выполнен согласно перечню наземного оборудования, сооружений и коммуникаций, подлежащих консервации (рекультивации, утилизации), объемам работ, представленных Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на консервацию скважин и других производственно-хозяйственных объектов, и сооружений, а также на рекультивацию использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

8.9. Общая стоимость ликвидации скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину и количеством планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта.

Таблица 8.9.1

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин

№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин	Всего, тыс.тенге
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	Ликвидация скважин	5812,7	6	34876,2
	Всего по сводному сметному расчету			34876,2

8.10. Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации недропользования при разведке углеводородов

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 127 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 1073,82 тонн, согласно таблице 8.10.1. В таблице 8,10,1 представлены характеристика используемых насосно-компрессорных труб (НКТ)

Таблица 8.10.1

Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Интервал установки		Характеристика трубы					Масса, т
секции, м		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 п.м, кг/м	
от (верх)	до (низ)						
0	1200	73,0	НКТ	Д	5,5	9,5	11,4

На месторождении на текущий момент эксплуатация скважины производится фонтанным способом. После окончания периода фонтанирования, скважины будут переводиться на механизированный способ эксплуатацией, а именно УЭЦН.

Техническая характеристика УЭЦН представлена ниже в таблице 8.10.2

Таблица 8.10.2

Техническая характеристика УЭЦН

Тип	Количество ступеней	Напор при 50Гц, м	Масса, кг
МТ5А	262	1284	3550

Таблица 8.10.3

Техническая характеристика АФК1-65/65x21

Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования ПВО	ГОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. и изготовление	ОСТ, МУ и на шт.	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
					единицы	суммарная
АФК1-65/65x21	ГОСТ 13846-2003		1	35,0	1,3	1,3

Таблица 8.10.4

Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Количество, шт	Общий вес металлолома, тонна
НКТ	11,4	6	68,4
Фонтанная арматура	1,3	6	7,8
УЭЦН	3,55	6	21,3
Всего			97,5

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:

$$127000 \text{ тенге} * 97,5 \text{ тонн} = 12382500 \text{ тенге}$$

8.11. Расчет отчислений в ликвидационный фонд

Сумма договора залога банковского вклада формируется недропользователем для устранения последствий операций по добыче УВС на контрактной территории.

Расчет отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 8.11.1.

Таблица 8.11.1

Расчет отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	Показатель
1	2	3	4
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тг.	34 876,20
2	Стоимость рекультивации земли	тыс.тг.	9 043,20
3	Дополнительные затраты при производстве работ 1,64%	тыс.тг.	720,28
4	Экологические платежи	тыс.тг.	102,67
	Итого	тыс.тг.	44 746,35
5	НДС 12%	тыс.тг.	5 369,56
6	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на 24.11.2025г.	тыс.тг.	8000
7	Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тыс.тг.	12382,5
8	Отчисления подлежащие выплате	тыс.тг.	29 733,41

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа проектных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

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

9.1. Общая задача охраны недр в период разведочных работ

Одной из наиболее ответственных задач при разведочных работах на нефть и газ является охрана недр. Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на месторождении в процессе бурения и испытания скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет руководитель Компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведочных работ предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для уточнения запасов месторождения и введения в пробную эксплуатацию;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- оперативная оценка извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

9.2. Охрана недр в процессе разбуривания участка недр

При разбуривании участка недр работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью – 1,08-1,18 г/см³, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легко диспергирующимися глинами, содержание которых в разрезе превышает 40 %, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химреагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается проводить бурение интервалов потенциально прихватоопасных с использованием ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов (бентонитовой глины и молотого известняка).

9.3. Выбор конструкции скважин, и охрана недр в процессе крепления

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Конструкция скважин выбрана согласно геологическим данным исходя из проектных горно-геологических условий бурения.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважин предусматривается следующая конструкция:

1. Направление, цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

2. Кондуктор, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных водопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.

3. Техническая колонна, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия неустойчивых отложений, в которых могут наблюдаться осыпи, поглощения бурового раствора, сальникообразования, сужения ствола.

4. Эксплуатационная спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, опробования и испытания перспективных объектов. Цементируется до устья.

Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов в открытой части ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, а также через каждые 4 м скребки в интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверны устанавливаются турбулизаторы в количестве 20 шт. Для обеспечения подъема цементного раствора до устья устанавливается муфта ступенчатого цементирования МСЦ 1-168. Для улучшения качества крепления в цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель трения. Для ускоренного формирования цементного камня в раствор под кондуктор вводится CaCl. Для предотвращения возможных водопроявлений бурение скважины производится с противодавлением столба бурового раствора.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважин.

2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.

3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.

4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

9.4. Охрана недр при освоении и испытании скважин

С целью получения необходимой информации о залежи и насыщающих пласт флюидах в поисковых скважинах предусматривается испытание в

колонне по два объекта в каждой проектной скважине. Средняя длина интервалов объектов перфорации 5 м, плотность зарядов порядка 18 шт. на один погонный метр. После получения притока углеводородов производится отработка скважины на трех режимах.

До начала испытаний скважин проверяется и обеспечивается герметичность и надежность в работе выкидных линий, замерных устройств, емкостей.

Работы по освоению и испытанию скважин выполняется только в том случае, если высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту по строительству скважины и требованиям охраны недр.

В процессе испытания скважин нефть (нефтеконденсатная смесь) и пластовая вода собираются в емкости с последующим их вывозом в согласованные в установленном порядке места.

После окончания бурения, освоения (испытания) скважин и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

9.5. Охрана почв и водных объектов

Ввиду незначительной мощности плодородного слоя (гумуса), верхний слой почвы не снимается и не складировается. Производится насыпь под буровое оборудование и обваловка площадки.

Для предотвращения загрязнения почв химреагентами, их транспортировка и хранение предусматривается в исправной металлической таре (бочках), в целях изоляции от соприкосновения с грунтом. Предусматривается настил и укрытие из полиэтиленовой пленки. Химические реагенты хранятся на буровой в специальном сарае для химреагентов. Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе.

Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе, т.е. из скважины по металлическим желобам через блок очистки в металлические емкости, из них насосами подается в скважину. Хранится буровой раствор в металлических ёмкостях.

Выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в контейнер и вывозится в специальный полигон. Буровой шлам в контейнерах отстаивается с разделением воды и твердой фракции. Отделенная жидкая фракция фильтруется, и очищенная вода используется в производственных целях, твердая фаза нейтрализуется в процессе соледификации путем равномерного смешивания с вяжущим агентом (цемент, известь, гипс) и используется в строительстве.

Замазученный грунт вывозится по мере образования на участок компостирования в специализированную организацию для утилизации грунта, с помощью промывки и сжигания.

Для предотвращения загрязнения почвы сточными водами и случайно пролитым раствором, площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в металлические емкости. Для значительного сокращения объема воды, попадающей в сток и разливов бурового раствора производителю работ необходимо следить за герметичностью всех желобов, трубных соединений особенно в приустьевой части.

Нефть, накапливаемая в процессе испытания (освоения) скважины будет утилизироваться.

Объемы и виды работ, материально технические средства по очистке и повторному использованию шлама, сточных вод будут приведены в техническом проекте на строительство скважин.

9.6. Охрана атмосферного воздуха

Химреагенты, применяемые для обработки бурового и тампонажного растворов, сточные воды, исходя из опыта бурения, вредного влияния на атмосферу не оказывают.

Предотвращение выбросов нефти и газа при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважины производится созданием противодействия столба бурового раствора в скважине превышающем пластовое давление. Кроме того, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием, которое перекрывает устье скважины в случае понижения противодействия на пласт по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу.

В соответствии с требованиями к разведке залежей нефти и газа и их подготовки к промышленной разработке поисково-разведочные скважины испытываются на получение притока нефти и газа с фонтанным притоком на поверхности. Газ, полученный при испытании, сжигается на линии факела согласно разрешения уполномоченного государственного органа.

9.7. Работы по контролю за состоянием окружающей природной среды

В процессе строительства скважины предусматривается производить отбор проб почвы, воздуха, сточных вод, их анализ на содержание вредных веществ в них. Не реже одного раза в месяц и в процессе освоения не реже двух раз на один режим освоения производят замеры загрязнения воздуха.

Объем и виды работ, материально-технические средства (приборы) будут приведены в техническом проекте строительство скважин.

По окончании бурения и опробования скважины либо ликвидируется (в случае отсутствия промышленных притоков нефти и газа), либо перейдет в разряд эксплуатационного.

При ликвидации скважины нефтегазовые и водоносные горизонты изолируются цементными мостами, устье скважины оборудуется согласно типовому положению, отвечающему требованиям охраны недр, согласованному соответствующими контролирующими органами Республики Казахстан.

9.8. Радиационная безопасность

Проектом не ожидается вскрытие и разбуривание радиоактивных пород, шлам которых выносится из скважины буровым раствором, вызвал бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Не ожидается также вскрытие пластов с пластовым флюидом (нефть, конденсат, вода, газ) содержащим радиоактивные вещества, поступление которых из скважины в процессе строительства её вызвало бы загрязнение окружающей среды.

Однако, поскольку все природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов, их накопление в нефти и газе, газовом конденсате, пластовых водах и их коллекторах являются естественным геохимическим процессом. В этой связи нефть, газоконденсат, пластовые воды газонефтяных горизонтов необходимо рассматривать с позиции радиоактивной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

В случае (по данным РК) вскрытия и разбуривания горных пород или пластов с пластовым флюидом с повышенной радиоактивностью, предусматривается произвести отбор шлама или керна горных пород из интервала с повышенной радиоактивностью, бурового раствора на выходе из скважины пластового флюида для анализа на содержание радионуклидов в них. В случае поступления из скважины, по результатам анализа бурового раствора, шлама, пластового флюида с удельной радиоактивностью (по нормам радиоактивной безопасности НРБ-96) свыше:

- для шлама (твердые частицы выбуренной породы) (НРБ-96, СПОРО-97 п.1,6)

2×10^{-6} Ки/кг бета- активных веществ

1×10^{-7} г/экв. радия/кг для гамма-активных веществ

2×10^{-7} Ки/кг для альфа-активных веществ

- для бурового раствора, нефти, конденсата (жидкие вещества)

1×10^{-5} Ки/л (НРБ-96, СПОРО-97 п.1,5)

- для газа (по гелию- 135) 7×10^{-1} Ки/л (НРБ-96) предусматривается

дальнейшие работы по строительству скважины производить с соблюдением «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-96) «Санитарных

правил обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-97)» и «Инструкции радиоактивной безопасности», разработанной заказчиком и согласованной с обл. СЭС с учетом спецификации работ по строительству скважин, конкретных условий производства работ;

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;

- вокруг буровой обозначить санитарно-защитные и наблюдательные зоны, размеры которых устанавливаются по согласованию с СЭС в зависимости степени радиоактивности от поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения радиоактивных выбросов в атмосферу;

- при наличии пунктов захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) собирать шлам и жидкие отходы в спецконтейнеры и обозначить знаками радиационной опасности;

- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;

- ежемесячно, силами дозиметрической партии производить замеры радиоактивной загрязненности бурового раствора, шлама, пластового флюида, бурильных, насосно-компрессорных труб, бурового оборудования, водовода, воздуха рабочей зоны и выдавать конкретные санитарно-гигиенические рекомендации по снижению доз облучения, получаемых членами буровой бригады;

- установить предельную дозу облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не работающих с источниками ионизированного излучения, но которые по размещению их рабочих мест могут подвергаться воздействию радиоактивных веществ (НРБ-99 т.3.1.); 50м^3 ($1\text{м}^3 \text{ в} = 0,1\text{бэр}$) за календарный год;

- установить предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения – 20 м^3 в год (НРБ-99 п 3.1.6);

- установить допустимый уровень загрязнения поверхности:
кожный покров - 2 альфа част/см² мин.; 200 бета част/см²· мин. (НРБ-99 т.8.9);

спецодежда	- 5	"-	"-	2000	"-
оборудование	- 5	"-	"-	2000	"-

- перед сдачей вахты, спецодежда должна быть проверена на степень загрязненности, один раз в неделю должна стираться со сбором грязной воды, разбавленной в 10 раз. Спецодежда, загрязненная сверх нормы, подлежит уничтожению;

- после сдачи вахты все члены буровой бригады должны принять душ;

- работу с пылевидными материалами в пределах буровой площадки производить в респираторах или применяя другие средства индивидуальной защиты;

- буровой инструмент, трубы, отдельные агрегаты бурового оборудования, загрязненные сверх допустимой нормы, подвергаются дезактивации раствором состава едкий натр -10 г, Трилон - Б- 10 г, вода 1 литр или другими щелочными растворами со сбросом продуктов дезактивации в шламовый амбар с разбавлением в 10 раз. Если после дезактивации загрязненность осталась сверх нормы, буровой инструмент, трубы, агрегаты бурильные оборудования подлежат замене и отправке на полигон захоронения.

Вышеуказанные мероприятия предусмотрены на случай вскрытия радиоактивных пород и пластов с радиоактивным флюидом.

Независимо от уровня радиоактивности вскрываемых пород и пластов, в целях профилактики, при демонтаже оборудования перед транспортировкой со скважины на скважину, производить дозиметрию бурового оборудования:

- вышко-лебедочного блока;
- насосного блока;
- циркуляционной системы;
- противовыбросового оборудования;
- приемных мостков.

9.9. Техническая и биологическая рекультивация

По окончании строительства скважины производится техническая рекультивация отведенных земель, т.е. очистка территории от остатков материалов, загрязненного грунта и планировка площадки.

Биологическая рекультивация производится по окончании разработки месторождения.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Продолжительность строительства скважины приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на аналогичных площадях.

Продолжительность цикла бурения и испытания одной скважины с проектной глубиной 700м (+/-250м), составит 343 суток и состоит из 3-х этапов:

- монтажные и демонтажные работы – 10 суток;
- подготовительные работы – 2 суток
- бурение и крепление скважины – 25 суток;
- испытание: - в открытом стволе – 6 суток; - в эксплуатационной колонне – 200 суток (из расчета на 1 объект испытания – 50 суток)

Таблица 10.1

Расшифровка баланса времени на одну скважину

Наименование работ	Час	Сутки
Подготовительные работы к бурению	48	2
СМР (строительно-монтажные работы)	120	5
Бурение и крепление	600	25
Опробование в процессе бурение	144	6
Испытание	7200	300
Демонтажные работы	120	5
Итого на одну скважину	8232	343

Продолжительность расконсервации и испытания одной скважины, составит 343 суток и состоит из 3-х этапов:

- монтажные и демонтажные работы – 10 суток;
- подготовительные работы – 2 суток
- работы по расконсервации – 5 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 50 (Г-2), 100 (Г-6) суток (из расчета на 1 объект испытания – 50 суток)

Таблица 10.2

Расшифровка баланса времени расконсервации на одну скважину

Наименование работ	Час	Сутки
Подготовительные работы к бурению	48	2
СМР (строительно-монтажные работы)	120	5
Бурение и крепление	120	5
Испытание	2400	100
Демонтажные работы	120	5
Итого на одну скважину	2808	117

Испытание и освоение перспективных объектов будет проводиться с использованием подъемного агрегата КРС, типа УПА-80М грузоподъемностью более 80 тонн.

Более подробная расшифровка баланса времени на одну скважину приведена в табл. 10.2

Таблица 10.3

Подробная расшифровка баланса времени на одну скважину

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность процесса, операции, сут			
	1	2	3	4
ПЗР перед испытанием	2,1			
Шаблонировка эксплуатационной колонны	0,6			
Перфорация обсадной колонны	2,1			
Вызов притока	1,7			
Освоение, очистка забоя и гидродинамические исследования	32,6			
Работа после интенсификации притока из пласта	6,9			
Задавка скважины	0,8			
Установка цементного моста	3,2			
Итого	50	50	50	50
Суммарная по объектам				

Таблица 10.4

Календарный план бурения проектных скважин и расконсервации скважин

№№	Номера проектируемых скважин	Проект. глубина, м. Проектный горизонт	Год начала бурения	Год окончания бурения
Проектные скважины согласно Дополнения (2025 г.)				
1	О-27	700 ±250 – J	01.06.2026	2026
2	О-26	700 ±250 – J	2027	2027
3	О-28	700 ±250 – J	2027	2027
4	О-29	700 ±250 – J	2027	2028
5	О-30	700 ±250 – J	2026	2026
6	О-31	700 ±250 – J	2028	2028
Проектные скважины согласно Проекта (2024 г.)				
1	О-22	1200 ±250 – J ₂	2028	2028
Расконсервация скважин Г-2, Г-6				
1	Г-2	710	01.09.2026	31.12.2026
2	Г-6	649	01.12.2026	31.12.2026

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Общие финансовые затраты с учетом затрат на проектные работы, бурения и освоения скважин приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Рабочая программа геологоразведочных работ на месторождении Онгар Восточный

Год	Наименование работ	Объем работ	Стоимость работ, млн.тг
2025	Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.» с проектом Пред ОВОС.	проект	15
	Составление типового технического проекта на строительство разведочных скважин глубиной 700 м с проектом ОВОС и общественными слушаниями.	проект	10
	Проект ликвидации последствий разведки УВ на месторождении Онгар Восточный	проект	10
	ИТОГО		35
2026	Бурение и исследование разведочной скважины О-27	1 скв/700 м	724
	Бурение и исследование разведочной скважины О-30	1 скв/700 м	724
	Испытание разведочной скважины О-21		137
	Испытание разведочной скважины О-23		137
	Расконсервация скважины Г-2		118
	Расконсервация скважины Г-6		118
	ИТОГО		1958
2027	Авторский надзор за реализацией проектных решений при разведке углеводородов на контрактной территории	отчет	5
	Бурение и исследование разведочной скважины О-26	1 скв/700 м	724
	Бурение и исследование разведочной скважины О-28	1 скв/700 м	724
	Бурение и исследование разведочной скважины О-29	1 скв/700 м	424
	ИТОГО		1877
2028	Бурение и исследование разведочной скважины О-29	1 скв/700 м	300
	Бурение и исследование разведочной скважины О-31	1 скв/700 м	724
	Оперативный подсчет запасов нефти	отчет	15
	ИТОГО		1039
2029	Составление Проекта пробной эксплуатации	проект	20
	ИТОГО		20
	ВСЕГО за 5 лет, в млн. тенге		4929

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов нефти растворенного газа

В результате выполнения намеченных работ будет произведено уточнение контуров нефтеносности горизонтов и положения ВНК, установление окончательных подсчетных параметров для оперативного подсчета запасов нефти и газа по залежам месторождения Онгар Восточный.

При подсчете прогнозных ресурсов нефти подсчетные параметры приняты по фактическим данным, полученным в результате бурения поисковых скважин Г-2 и Г-6.

Подсчет прогнозных ресурсов нефти по категории С₃ производился объемным методом по формуле:

$$Q_n = F \cdot h \cdot m \cdot \eta \cdot \rho \cdot \theta,$$

где:

Q_n - ресурсы нефти, т;

F – площадь нефтеносности, тыс. кв.м;

h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;

m – коэффициент открытой пористости пород;

η – коэффициент нефтенасыщенности;

ρ – плотность нефти на поверхности, г/см³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти.

Оценка ожидаемых прогнозных ресурсов нефти и растворенного газа приведены в таблице 12.1.1, в т.ч. запасы нефти, числящиеся на балансе ГКЗ РК по продуктивным горизонтам Ю-I и Ю-II как забалансовые без категории в количестве геологические/извлекаемые 657/132 тыс.т.

Таблица 12.1.1

Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа

Пласт	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, доли единицы			Плотность нефти, г/см ³	Геологические ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, доли единицы	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Ресурсы газа, растворенного в нефти, млн. м ³	
					открытой пористости	Нефтенасыщенности	пересчетный						Геологические	Извлекаемые
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
Ю-I	C ₃	3112	6,0	10560	0,33	0,55	0,85	0,899	2589,7	0,2	517,9	5,85	15,1	3,0
Ю-II	C ₃	2312	4,5	7392	0,33	0,80	0,95	0,923	2408,4	0,2	481,7	5,85	14,1	2,8
PT	C ₃	2136	5,0	10680	0,25	0,70	0,90	0,796	1339	0,3	401,7	6,9	9,2	2,8
Всего									6337,1		1401,3		38,4	8,6

Примечание: без учета перспективных среднеюрских горизонтов ниже Ю-II продуктивного горизонта.

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В таблице 13.1 приведены основные технико-экономические показатели разведочных работ на месторождении Онгар Восточный.

Таблица 13.1

Основные технико-экономические показатели разведочных работ

№ № п/п	Показатели	Единица измерения	Объем
1	2	3	4
1	Количество проектных поисковых скважин	шт.	6
2	Проектные глубина, горизонт	м	700, J
3	Суммарный метраж	м	4200
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст–мес	840
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс. тенге	724 000
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге	1035
7	Предполагаемые затраты на разведочные работы (бурение скважин, расконсервация скважин, научно-исследовательские работы)	тыс. тенге.	4 929 000
08	Продолжительность проектируемых работ на площади	год, месяц	6 лет
9	Ожидаемый прирост геологических ресурсов нефти	тыс.т	6337,1
10	Прирост ожидаемых геологических ресурсов на 1 м проходки	т/м	782,358
11	Прирост ожидаемых геологических ресурсов на 1 поисковую скважину	тыс. т/скв.,	633,7
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых геологических ресурсов нефти	Тенге/т	1228

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

«Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.» предусматривается бурение 5-х разведочных (поисковых) скважин (двух независимых и трех зависимых), расконсервация двух ранее пробуренных скважин Г-2 и Г-6, а также проведение сейсмических работ 3Д в объеме 20 кв.км.

В 2025 году согласно Проекту разведочных работ... были пробурены три разведочные скважины О-21, О-23 и О-24. В процессе строительства скважин №№ О-21 и О-23 в сопровождении ГТИ был произведен отбор керна (при проходке с отбором керна по двум скважинам 34,99 м, вынос керна составил 19,03 м, или 54,4 %) и полный комплекс ГИС. По заключению ГИС в разрезе разведочных скважин №№ О-21 и О-23 для проведения испытания выделены нефтенасыщенные пласты. В разрезе скважины О-24 по данным ГТИ и бурения признаков углеводородов не выявлено, по заключению ГИС продуктивных пластов не выделено.

Целью настоящего «Дополнения к Проекту...» является разработка и обоснование дополнительных видов и объемов работ в пределах геологического отвода месторождения Онгар Восточный.

Для решения поставленных задач настоящим Дополнением предусматривается бурение

- 2-х независимых №№О-27, О-30 и 4-х зависимых №№О-26, О-28, О-29, О-31 разведочных скважин с проектной глубиной 700 (+ 250) м, проектным горизонтом – J2;

- изменение местоположения и увеличение проектной глубины проектной скважины О-22, предусмотренной Проектом разведочных работ (2024 г.) до глубины 1200 (+ 250) м, проектным горизонтом – J2.

В связи с малыми размерами подкарнизной структуры и на основании анализа геолого-геофизических материалов и данных бурения скважины Г-1, предлагается снять с бурения проектную скважину О-25 (В разрезе ранее пробуренной близлежащей скважины Г-1 продуктивных пластов в подкарнизных отложениях не выявлено).

Также в Дополнении к Проекту приведен план мероприятий по расконсервации и восстановлению ранее пробуренных скважин Г-2 и Г-6.

Дополнением к Проекту предусмотрен комплекс исследовательских работ: отбор керна и проведение лабораторно-исследовательских работ, отбор шлама, керна, проведение полного комплекса ГИС, испытание потенциальных объектов на продуктивность, проведение ГДИС, отбор поверхностных и глубинных проб флюидов.

На основании полученных данных будет проведен оперативный подсчет запасов УВС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

1.	Геолого-геофизические материалы ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)
2.	Приказ Министра энергетики РК № 329 от 20.08.2018 г. «Методические рекомендации по составлению проектов...»
4.	Закон Республики Казахстан о недрах и недропользовании. Астана, 2018г.
5.	«Отчет о результатах нефтегазопроискового бурения на площади Онгар Восточный-Бажир», АО «Атыраумунайгазгеология», г. Атырау, 1997 г.
6.	Контракт №5298-УВС от 14 декабря 2023 года, на разведку и добычу углеводородов на месторождении Онгар Восточный в Атырауской области, Республики Казахстан между Министерством Энергетики Республики Казахстан и ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент).
7.	Геологический отвод участка недр от 2023 г.
8.	«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.»

ПРИЛОЖЕНИЕ 1



Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от 06.11 2023 года
Рег. № 615 -Р-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА
ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) для осуществления операций по недропользованию на месторождении **Онгар Восточный** на основании Протокола Министерства энергетики Республики Казахстан от 20 октября 2023 года №288331 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам.

Участок недр расположен в **Атырауской области**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 4.

Угловые точки №/№	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	47	58	15	53	06	05
2	48	01	15	53	06	05
3	48	01	15	53	09	10
4	47	58	15	53	09	10

Площадь участка недр составляет – **21,33** (двадцать одна целая тридцать три сотых) км. кв.

Глубина разведки – **до палеозойского фундамента**.

Заместитель председателя



К. Туткышбаев

г. Астана,
ноябрь, 2023 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Протокол
заседания геолого-технического совещания ТОО «Viridi Navitas» по рассмотрению
«Дополнения к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на
контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи
Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.

г. Астана

«__»_____2025 г.

Присутствовали:

Заиров Ж.Г. – Генеральный директор

Ерниязова Г.Т. – ведущий геолог

Умбетов Е. – ведущий инженер

Повестка:**Повестка:**

Рассмотрение Дополнения к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.

Слушали: Ерниязову Г.Т. - Настоящее Дополнение к проекту выполнено на основании договора между ТОО «Viridi Navitas» и ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) и утвержденного геологического задания.

Основными задачами разведочных работ являются поиски залежей нефти и газа с оценкой их запасов, определение направлений дальнейших разведочных работ на месторождении Онгар Восточный.

Контракт года на разведку и добычу углеводородов на месторождении Онгар Восточный был заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)» в 2023 году (рег.№5298-УВС от 14.12.2023 г.). Площадь геологического отвода составляет 21,33 км.2 Стратиграфическая глубина отвода – до палеозойского фундамента. Контрактная территория административно относится к Макатскому району Атырауской области Республики Казахстан.

В тектоническом отношении площадь Онгар Восточный по надсолевым отложениям приурочена к северной части Сагизской приподнятой зоны. Надсолевая структура Онгар Восточный подготовлена к глубокому бурению по результатам детальных сейсмических работ МОГТ, проведенной сейсмопартией 16/87 - 90 ГГЭ. В 1989 году было начато глубокое поисковое бурение на площади Онгар Восточный - Бажир,

По результатам бурения 2-х скважин Г-2 и Г-6 установлена продуктивность среднеюрских отложений.

Начиная с 2023 года Недропользователем является ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)».

В 2025 году согласно Проекту разведочных работ по поиску углеводородов (2024 г.) были пробурены три разведочные скважины О-21, О-23 и О-24. В процессе строительства скважин №№ О-21, О-23 в сопровождении ГТИ был произведен отбор керна (при проходке с отбором керна по двум скважинам 34,99 м, вынос керна составил 19,03 м, или 54,4 %) и полный комплекс ГИС. По заключению ГИС в разрезе данных скважин для проведения испытания выделены нефтенасыщенные пласты.

Целью настоящего «Дополнения к Проекту...» является разработка и обоснование дополнительных видов и объемов работ в пределах геологического отвода месторождения Онгар Восточный.

Для решения поставленных задач настоящим Дополнением предусматривается бурение

- 2-х независимых №№О-27, О-30 и 4-х зависимых №№О-26, О-28, О-29, О-31 разведочных скважин с проектной глубиной 700 (+ 250) м, проектным горизонтом – J2;
- изменение местоположения и увеличение проектной глубины проектной скважины О-22, предусмотренной Проектом разведочных работ (2024 г.) до глубины 1200 (+ 250) м, проектным горизонтом – J2;

Также в Дополнении к Проекту приведен план мероприятий по расконсервации и восстановлению ранее пробуренных скважин Г-2 и Г-6. В связи с ограниченными размерами подкарнизной структуры и, учитывая отрицательные результаты бурения поисковой скважины Г-1, настоящим Дополнением предлагается снять с плана бурения проектную скважину О-25, предусмотренную Проектом 2024 г.

Дополнением к Проекту предусмотрен комплекс исследовательских работ: отбор керна и проведение лабораторно-исследовательских работ, отбор шлама, керна, проведение полного комплекса ГИС, испытание потенциальных объектов на продуктивность, проведение ГДИС, отбор поверхностных и глубинных проб флюидов.

Заслушав и обсудив сообщение Ерняязовой Г.Т. и ознакомившись с представленным проектным документом, совещание

Решило:

1. Разработанное «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г. - одобрить.
2. Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г. направить для согласования в ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)

Председатель ГТС

Заиров Ж.Г.

Секретарь

Галиева А.Т.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Протокол
совместного заседания НТС ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)» и ТОО «Viridi Navitas»

г. Астана

«__»_____2025 г.

Присутствовали:**От ТОО «Neogen Energy Development»
(Неоген Энерджи Девелопмент)»:**

1. Сюй Веньши
2. Сериков Н.Ж
- 3.

- Генеральный директор
- Главный геолог
-

От ТОО «Viridi Navitas»:

Заиров Ж.Г. – Генеральный директор
Ерняязова Г.Т. – ведущий геолог
Умбетов Е. – ведущий инженер

Повестка:

Рассмотрение **Дополнения к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.**

Слушали: Ерняязову Г.Т. - Настоящее Дополнение к проекту выполнено на основании договора между ТОО «Viridi Navitas» и ТОО «Asia Energy Limited» (Азия Энерджи Лимитед) и утвержденного геологического задания.

Основными задачами разведочных работ являются поиски залежей нефти и газа с оценкой их запасов, определение направлений дальнейших разведочных работ на месторождении Онгар Восточный.

Контракт года на разведку и добычу углеводородов на месторождении Онгар Восточный был заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)» в 2023 году (рег.№5298-УВС от 14.12.2023 г.). Площадь геологического отвода составляет 21,33 км.2. Стратиграфическая глубина отвода – до палеозойского фундамента.

Контрактная территория административно относится к Макатскому району Атырауской области Республики Казахстан.

В тектоническом отношении площадь Онгар Восточный по надсолевым отложениям приурочена к северной части Сагизской приподнятой зоны.

Надсолевая структура Онгар Восточный подготовлена к глубокому бурению по результатам детальных сейсмических работ МОГТ, проведенной сейсмопартией 16/87 - 90 ГГЭ. В 1989 году было начато глубокое поисковое бурение на площади Онгар Восточный - Бажир,

По результатам бурения 2-х скважин Г-2 и Г-6 установлена продуктивность среднеюрских отложений.

Начиная с 2023 года Недропользователем является ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)».

В 2024 году был составлен Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент).

В 2025 году согласно Проекту разведочных работ по поиску углеводородов (2024 г.) были пробурены три разведочные скважины О-21, О-23 и О-24. В процессе строительства скважин №№ О-21, О-23 в сопровождении ГТИ был произведен отбор керна (при проходке с отбором керна по двум скважинам 34,99 м, вынос керна составил 19,03 м, или 54,4 %) и полный комплекс ГИС. По заключению ГИС в разрезе данных скважин для проведения испытания выделены нефтенасыщенные пласты.

Целью настоящего «Дополнения к Проекту...» является разработка и обоснование дополнительных видов и объемов работ в пределах геологического отвода месторождения Онгар Восточный. Для решения поставленных задач настоящим Дополнением предусматривается бурение

- 2-х независимых №№О-27, О-30 и 4-х зависимых №№О-26, О-28, О-29, О-31 разведочных скважин с проектной глубиной 700 (+ 250) м, проектным горизонтом – J₂;

- изменение местоположения и увеличение проектной глубины проектной скважины О-22, предусмотренной Проектом разведочных работ (2024 г.) до глубины 1200 (+ 250) м, проектным горизонтом – J₂;

Также в Дополнении к Проекту приведен план мероприятий по расконсервации и восстановлению ранее пробуренных скважин Г-2 и Г-6. В связи с ограниченными размерами подкарнизной структуры и, учитывая отрицательные результаты бурения поисковой скважины Г-1, настоящим Дополнением предлагается снять с плана бурения проектную скважину О-25, предусмотренную Проектом 2024 г.

Общий объем отбора керна в случае бурения 6-ти проектных скважин составляет 108 м. В проектных скважинах в эксплуатационной колонне предполагается испытать по 4 объекта в отложениях средней юры.

Выполнен расчет отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования. Отчисления подлежащие выплате составляют 29 733,41 тыс.тг.

В результате реализации указанных поисковых работ будут получены геологические результаты, позволяющие определить дальнейшие направления разведочных работ на месторождении Онгар Восточный.

После обмена мнениями ГТС постановил:

1. Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г. - **одобрить.**
2. Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г. - направить в ЦКРР РК в уведомительном порядке.

Председатель

Секретарь

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Заключение метрологической экспертизы

**к «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.»
(Договор №01-2025 от 22.10.2025 г.)**

Отв. исполнитель:
Ерняязова Г.Т.
Умбетов Е. и др.

Проект по договору не связан с созданием объектов геологоразведочной техники, и используемая аппаратура не относится к классу измерительной техники, поэтому метрологической экспертизе не подлежит. Отчёт соответствует требованиям государственных стандартов.

«10» декабря 2025 г.

Метролог:

Галиева А.Т.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

СПРАВКА

о рассылке «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент) согласно Контракта №5298-УВС от 14.12.2023 г.»

(Договор №01-2025 от 22.10.2025 г.)

Отв. исполнители:
Ерняязова Г.Т.
Умбетов Е. и др.

Отпечатано: 3 экз.

Разослано: 3 экз.

№№ п/п.	Организация	Адрес организации	№ экз.	Кол- во экз.
1	ЦКРР МЭ РК	Республика Казахстан, г. Астана, ул. Кабанбай батыра, д. 19	1	1
2	МТД «Запказнедра»	Республика Казахстан, г.Актобе, ул. Ш. Калдаякова, 5Б	2	1
3	ТОО «Neogen Energy Development» (Неоген Энерджи Девелопмент)		3	1

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Заключение скрининга воздействия намечаемой деятельности