

**ТОО «Oil Tolling Capital»
ТОО «Кен Багдар»**



ПРОЕКТ
разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай,
расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан.

Книга 1. Текст

**Директор
ТОО «Кен Багдар»**

Ерболат А.

г. Алматы, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	ФИО
Главный геолог		Ерняязова Г.
Ведущий геолог		Аккулов А.А.
Инженер		Шеруенов А.
Инженер		Умбетов Е.
Старший геофизик		Баяшева А.
Эколог		Хисметов Б.С.
Дизайнер		Галиева А.

РЕФЕРАТ

Авторы проекта Ерниязова Г.Т., Аккулов А.А. и др

Проект разведочных работ на участке Такырсай, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан (далее «Проект...»).

Книга: Текст 118 стр., 15 рис., 31 табл., 8 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 12 графических приложений на 12 листах, все н/с.

Настоящий отчет составлен между ТОО «Кен Бағдар» и ТОО «Oil Tolling Capital» на основании «Договора №01/2022 от 06.04.2022г. на выполнение работ».

Проект составлен ТОО «Кен Бағдар», г. Алматы, ул. Панфилова 114, корпус 112, офис 73, лицензия №13011325 от 18.07.2013г., согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)», утвержденного приказом Министерства энергетики РК от 24.08.2018г №329 [2].

Целью настоящего проекта является проведение разведочных работ (поисковый этап) в пределах геологического отвода ТОО «Oil Tolling Capital» расположенной в Кызылординской области Республики Казахстан согласно контракту №4998-УВС-МЭ от 15.12. 2021г.

Объекты исследования – палеозойский и мезозойский комплексы.

Площадь исследований в тектоническом отношении располагается в пределах юго-западного борта Арыскупского прогиба Южно-Торгайского бассейна и восточного склона Сырдарьинского бассейна.

Территория характеризуется слабой геолого-геофизической изученностью и задачей данных исследований является выявление как структурных, так и не структурных типов ловушек.

По результатам сейсмических исследований осуществляется выбор точек заложения двух поисковых скважин с проектной глубиной 900 м каждая, проектным горизонтом – палеозой.

В работе представлены данные результаты ранее проведенных сейсморазведочных и других геофизических работ, данные по геологии, стратиграфии, тектонике, нефтегазоносности, методика и объемы проектируемых разведочных работ, конструкций скважин, условий бурения и испытания скважин, геолого-экономической эффективности работ, мероприятиям по охране труда, технике безопасности, охране недр и т.д.

Ключевые слова. Нефть, газ, месторождение, подсчет запасов, геологическое строение месторождения, литолого-стратиграфический разрез, коллекторские свойства, продуктивный горизонт, неантиклинальные литологические ловушки, опробование и испытание, геофизические исследования и т.д.

Составитель реферата

Галиева А.Т.

«Утверждаю»
Генеральный директор
ТОО «Oil Tolling Capital»
Абдраманов Б.М.

«__» _____ 2022г.

Геологическое задание

на выполнение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «Oil Tolling Capital», согласно контракта №4998-УВС-МЭ от 15.12.2021г.» и Заявление о намечаемой деятельности к проекту разведочных работ.

Обоснование постановки исследований

В связи с заключением контракта №4998-УВС-МЭ от 15.12.2021г по участку Такырсай, расположенном в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан и согласно Закону о недрах разработать Проект разведочных работ (поисковый этап).

Цель

Целью настоящего проекта является разработка и обоснование видов и объемов работ в пределах геологического отвода на участке Такырсай ТОО «Oil Tolling Capital» с целью выделения участков (структур) перспективных на наличие залежей нефти и газа и проведения на них буровых работ.

1. Задачи

Основными задачами проводимых работ являются:

- Анализ геолого-геофизической изученности и геологического строения района работ.
- Обоснование перспектив нефтегазоносности и выделение объектов поисковых работ на основании проведения исследований прямых поисков залежей УВ методом газовой (гелиевой) съемки. Провести обоснование и объем исследований газовой съемки в физических точках.
- Обоснование точек заложения поисковых скважин с целью обнаружения залежей нефти и газа в отложениях мезозоя и палеозоя. В проекте предусмотреть бурение 2-х поисковых скважин глубиной 900±250 метров.
- Обоснование конструкции скважин, параметров бурового раствора, бурового оборудования

- Обоснование видов и объемов работ в скважинах: отбор керна, шлама, ГТС, ГИС, испытания перспективных на нефть и газ горизонтов в открытом стволе и в колонне.
- Разработка заявления о намечаемой деятельности.

2.Содержание Проекта и виды работ

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

2.2.Графические приложения Проекта должны содержать:

- схему геолого-геофизической и буровой изученности участка;
- структурные карты по отражающим горизонтам (III, IV, PZ) в масштабе 1:50 000;
- геологические разрезы в точках заложения скважин.
- иные графические приложения

2.3. Описать методики и техники проведения геохимической съемки, полевых наблюдений, камеральные работы;

2.4. Обосновать точки заложения поисковых скважин и их задачи по результатам обработки геолого-геофизических данных;

2.5. Комплекс ГИС и ГДИС привести на основе современных методов и приборов с учетом новейших технологий;

2.6. Опробование/испытание скважин и отбор керна предусмотреть в соответствии с нормативными правовыми актами, инструкциями, методическими рекомендациями, действующими в Республике Казахстан.

3. Требования к оформлению и сдачи результатов

3.1. Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай и заявление о намечаемой деятельности (экологическая часть проекта) должны удовлетворять требованиям существующих инструкций, правил и стандартов в РК.

3.2. На основании Договора выданной Заказчиком, Исполнитель должен направлять самостоятельно Проекты на проведение и получение экспертизы в государственные органы РК.

3.3. Защита проекта на ЦКРР МЭ РК

3.4 Отчетные материалы должны быть переданы Заказчику в четырех экземплярах и один экземпляр для регистрации в территориальное управление межрегионального департамента «Южказнедра» на русском языке, в бумажном носителе (жестком переплете) и цифровом формате на компакт-диске (СД).

ОГЛАВЛЕНИЕ

№№ глав	Название	Стр.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
	Реферат	3
1.	Введение	10
2.	Географо-экономические условия	12
3.	Геолого-геофизическая изученность	15
3.1	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	15
3.1.1	Геофизические исследования	15
3.1.2	Геологическое и глубокое поисковое бурение	18
3.2.	Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	20
3.3.	Геофизические и геохимические исследования	20
3.4.	Лабораторные исследования	23
4.	Геологическое строение площади	23
4.1.	Проектный литолого-стратиграфический разрез	23
4.2.	Тектоника	27
4.3.	Нефтегазоносность	37
4.4.	Гидрогеологическая характеристика разреза	44
5.	Методика и объем проектируемых поисковых работ	45
5.1.	Цели и задачи поисковых работ	45
5.2.	Обоснование объемов и сроков проведенных гелиометрических работ	46
5.3.	Система размещения поисковых скважин	51
5.4.	Геологические условия проводки скважин	52
5.5.	Характеристика промывочной жидкости	55
5.6.	Обоснование типовой конструкции скважин	55
5.7.	Оборудование устья скважин	56
5.8.	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	56
5.8.1.	Отбор керна и шлама в проектных скважинах	56
5.8.2.	Геофизические и геохимические исследования	58
5.8.3.	Опробование и испытание перспективных горизонтов	60
5.8.4.	Лабораторные исследования	65
6.	Попутные поиски	66
7.	Обработка материалов поисковых работ	67
8.	Требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования по углеводородам	68
8.1	Технические решения по ликвидации скважины	68
8.2	Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины	70
8.3	Технология и типовые расчеты установки цементного моста	71

8.4	Выбор мобильной установки для изоляционных работ	73
8.5	Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ	74
8.6	Подготовка к работам по ликвидации скважин	75
8.6.1	Разработка плана изоляционных работ скважин	76
8.6.2	Подготовка к работам по ликвидации скважины	77
8.7	Сводный сметный расчет стоимости ликвидации	78
8.7.1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины	78
8.7.2	Мероприятия по рекультивации	79
8.7.3	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	85
8.7.4	Общая стоимость ликвидации скважин	86
8.7.5	Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения	87
8.7.6	Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	87
9.	Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды	89
10.	Продолжительность проектируемых работ	98
11.	Предполагаемая стоимость проектируемых работ	100
12.	Ожидаемые результаты работ	101
12.1.	Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа	101
13.	Основные технико-экономические показатели поисковых работ	103
14.	Заключение	104
	Список использованных материалов	105
	Список рисунков и таблиц	7-8
	Список текстовых приложений	9
	Список графических приложений	9

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ рисунка	Наименование	стр.
1	2.1	Обзорная карта района работ	14
2	3.1	Схема сейсмической изученности по состоянию на 2009г.	18
3	3.2	Схема буровой изученности по состоянию на 2010г.	19
4	4.2.1	Тектоническая схема Южно-Торгайской впадины	28
5	4.2.2	Разведочный блок Такырсай. Строение палеозойского комплекса	29
6	4.2.3	Схема гравитационного поля контрактной территории ТОО «Oil Tolling Capital»	31
7	4.2.4	Структурная карта по отражающему горизонту Pz-2	32
8	4.2.5	Структурная карта по отражающему горизонту Pz-1	33
9	4.2.6	Структурная карта по отражающему горизонту П-I	35
10	4.2.7	Схема строения поверхности палеозоя юго-восточного периферии Аксайской горст-антиклинали (участок месторождения Тузколь-Жанбырши)	36
11	5.2.1	Распределение концентраций гелия в подземных водах и	48

		нефти	
12	5.2.2	Распределение концентраций гелия в свободном газе	48
13	5.2.3	Принципиальное строение вертикального профиля концентраций гелия в осадочном чехле	49
14	5.2.4	Расположение проектных участков и точек гелиевой съемки	51
15	8.4	Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин	74

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
1	2.1	Географо-экономические условия	12
2	3.1.1	Геолого-геофизическая изученность площади	16
3	3.1.2.1	Изученность площади глубоким бурением	19
4	3.1.2.2	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	20
5	3.3.1	Геофизические и геохимические исследования	21
6	3.4.1	Лабораторные исследования	23
7	4.3.1	Результаты опробования и исследования скважин	42
8	5.4.1	Геологические условия проводки скважины	52
9	5.4.2	Ожидаемые осложнения при бурении поисковых скважин Т-1 и Т-2	54
10	5.5.1	Характеристика промывочной жидкости	55
11	5.6.1	Рекомендуемая типовая конструкция для проектных скважин	55
12	5.7.1	Оборудование устья скважин	56
13	5.8.1.1	Предполагаемые интервалы отбора керна	58
14	5.8.2.1	Геофизические и геохимические исследования	59
15	5.8.3.1	Интервалы опробования в процессе бурения	61
16	5.8.3.2	Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне	63
17	5.8.3.3	Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержания	64
18	5.8.4.1	Предполагаемый комплекс исследований образцов керна и флюидов на 1 скважину	65
19	7.1	Виды и объемы геологоразведочных работ	68
20	8.3.1	Сводка коэффициентов к расчетам	72
21	8.4.1	Техническая характеристика агрегата УПА-60/80	73
22	8.7.1.1	Технические средства, используемые для выполнения работ	79
23	8.7.4.1	Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на участке Такырсай	87
24	8.7.5.1	Расчет общей массы металлолома	87
25	8.7.6.1	Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	88
26	8.7.6.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на участке Такырсай по годам	88
27	10.1	Продолжительность срока бурения проектируемых скважин	98
28	10.2	Расшифровка баланса времени на одну скважину	99

29	11.1	Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ (12.2022– 12.2027 гг.)	100
30	12.1.1	Оценка перспективных ресурсов нефти на участке Такырсай	101
31	13.1	Основные технико–экономические показатели поисковых работ	103

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№	№ прил.	Наименование	стр.
1	1	Вырезки из Контракта на разведку и добычу	106
2	2	Геологический отвод с картограммой	111
3	2	Протокол заседания Научно-Технического совета ТОО «Кен Багдар»	112
4	4	Протокол совместного заседания НТС ТОО «Oil Tolling Capital» и ТОО «Кен Багдар»	113
5	5	Лицензия на проектирование ТОО «Кен Багдар»	115
6	6	Заключение метрологической экспертизы	117
7	7	Справка о рассылке	118
8	8	Заключение государственной экологической экспертизы	119

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Название приложения	№ прил.	Номер листа прилож.	Масштаб	Степень секретности и прил.
1	Схема геолого-геофизической изученности	1	1	1:200 000	н/с
2	Тектоническая схема	2	1	1:100 000	н/с
3	Сводный геолого-геофизический разрез	3	1	1:100 000	н/с
4	Структурная карта по отражающему горизонту Pz-II	4	1	1:50 000	н/с
5	Структурная карта по отражающему горизонту Pz-I	5	1	1:50 000	н/с
6	Структурная карта по отражающему горизонту П-I	6	1	1:50 000	н/с
7	Структурная карта по отражающему горизонту П	7	1	1:50 000	н/с
8	Временной сейсмический разрез по линии А09_05	8	1	гор.1см=20 трасс верт.1см=100мсек	н/с
9	Временной сейсмический разрез по линии А09_12	9	1	гор.1см=20 трасс верт.1см=100мсек	н/с
10	Геолого-геофизический разрез через проектную скважину Т-1	10	1	гор.1:20 000 верт.1:2 000	н/с
11	Геолого-геофизический разрез через скважину Т-2	11	1	гор.1:20 000 верт.1:2 000	н/с
12	Временной сейсмический	12	1	гор.1см=20 трасс	

	разрез по профилю А09_11			верт. 1 см = 100 мсек	
13	ГТН	13	1	1:10 000	н/с

1. ВВЕДЕНИЕ

Контракт №4998-УВС-МЭ от 15.12. 2021 г. на проведение разведки углеводородного сырья заключен между Министерством энергетики РК (Компетентный орган РК) и ТОО «Oil Tolling Capital». Площадь геологического отвода на право недропользования составляет 1762, 31 км² (одна тысяча семьсот шестьдесят две целых тридцать одна сотых квадратных километров). Стратиграфическая глубина изучения – до кристаллического фундамента.

Район исследований располагается на слабоизученном геолого-геофизическими работами юго - западном борту Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна, где он сочленена с Жосалинским сводом Сырдарьинского поднятия. Бортовая зона характеризуется сокращенной толщиной мезозойских отложений, которые залегают на палеозойском комплексе.

Согласно данным буровых работ, проведенными на западной части контрактной территории (бывший разведочный блок «Амир Ltd»), в скважине 1-Р глубиной 1150 м вскрыт разрез мезозой-кайнозойского возраста, в скважине 3-Р (забой 930 м) под мезозойским комплексом ниже глубины 488 м вскрыты породы палеозоя, которые представлены базальтами темно-серыми до черных, плотными, массивными, трещиноватыми, переслаивающимися с глинами, алевролитами, известняками. Признаки нефти и газа не установлены. Несмотря на отрицательные результаты предполагается, что в пределах контрактной территории, западная часть которой (ранее разведочная площадь Амир) приурочена к Нижне-Сырдарьинскому горсту (поднятие Жосалы), а восточная – к западной стороне Арыскупского нефтеносного района (Арыскупская грабен-синклиналь).

Перспективы нефтегазоносности контрактной территории связываются как с мезозойским, так и с палеозойским комплексами пород. Несмотря на сокращенные толщины мезозоя и практическое отсутствие высокоамплитудных структур вдоль бортовой зоны, предполагается нарастание толщин мезозойского комплекса в восточном направлении в сторону Арыскупского прогиба и вероятное наличие как структурных, так и неструктурных ловушек по нему. Так, в пределах Арыскупской и Акшабулакской грабен- синклиналей имеют место разнообразные ловушки неструктурного типа (конуса выноса, тела бокового наращивания, пляжевые отмели, бары, русловые фации), связываемые с юрско-меловым комплексом пород. Предполагается, что преимущественное распространение здесь имеют литолого-стратиграфические ловушки аккумулятивных и эрозионно-

аккумулятивных групп.

По палеозою в пределах Южно-Торгайского прогиба выделяются до 30 ловушек. В породах палеозоя и коре выветривания метаморфитов в ряде случаев установлены притоки нефти, например, на месторождении Кенлык, Блиновская, Ащисай и др.

Месторождение Кенлык содержит запасы нефти более 20.0 млн.тн по категории C_2+C_1 , что позволяет высоко оценивать перспективы палеозоя.

В пределах Жосалинского свода в отдельных скважинах в отложениях палеозоя и мезозоя были отмечены признаки нефти, что позволяет предполагать вероятное наличие залежей нефти и на этом тектоническом элементе.

Таким образом, есть все основания полагать, что ресурсный потенциал этого региона, где уже открыты и разрабатываются крупные и средние месторождения нефти и газа, не может считаться полностью исчерпанным.

Основной целью данной работы является:

- Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов;
- Определение объемов и видов геологоразведочных работ для уточнения геологического строения и выявление перспективных структур.

В рамках геологического задания выполнено следующее:

- Сбор, систематизация и анализ геолого-геофизических данных по исследуемой и прилегающей территориям;
- Комплексный анализ геолого-геофизических материалов;
- Описание методики и объемов проектируемых геологоразведочных работ, включая бурение разведочных скважин;
- Обоснование объемов и видов геологоразведочных работ.

Данным «Проектом разведочных работ...» проектируется проведение гелиевой съемки и бурение двух поисковых скважин проектной глубиной 900 м каждая, проектным горизонтом – палеозой.

Проект составлен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов» (приложение к приказу МЭ РК от 24.05.2018 г).

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Площадь работ Такырсай в административном отношении относится к Сырдарьинскому району Кызылординской области Республики Казахстан.

Таблица 2.1.

№ № пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Казахстан, Кызылординская область, Сырдарьинский район
2	Место базирования НГРЭ	г. Кызылорда, вахтовый поселок
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Денудационная местами сильно изрезана оврагами и балками. Альтитуда в пойме от -96м до +332м гора
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Техническая вода с месторождения Нуралы автоцистерна 60км. Пресная вода для бытовых нужд с месторождения Нуралы автоцистерна 60км. Питьевая вода бутилированная г. Кызылорда 80 км.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	Водозаборная скважина мест-я Нуралы
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Лето-+40 ⁰ С Зима -22 ⁰ С Среднегодовая - +9 ⁰ С
7	Количество осадков	100-150мм. Основной объем осадков зимой и поздней осенью
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Лето –северо-западные 28,5 м/сек Зимой северо-восточные 28,5 м/сек

9	Толщина снежного покрова и его распределение	38 см
10	Геокриологические условия	Глубина промерзания грунта 1.0 м
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	130 дней
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Тугаи, кустарники в пойменной части, полынно-ковыльный травостой в степной части. Животный мир характерен для степной части Средней Азии
13	Населенные пункты и расстояния до них	Кызылорда -70 км. Ж/д Жосалы - 80 км
14	Состав населения	99% казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтепромысел, с/х
16	Наличие материально-технических баз	г.Кызылорда
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	
18	Источники: -теплоснабжения, - электроснабжения	Отопительные установки, дизель-генераторная установка
19	Виды связи	Радиотелефон, радиостанция, спутниковая связь
20	Пути сообщения	Грунтовые дороги
21	Условия перевозки вахт	автотранспорт
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Ж/д г.Кызылорда, ст Жосалы
23	Наличие зимников, срок их действия	отсутствуют
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Асфальтированная дорога г. Кызылорда- мест-е Кумколь. Грунтовые дороги
25	Речные пути и период навигации по ним	отсутствуют
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Местный карьер

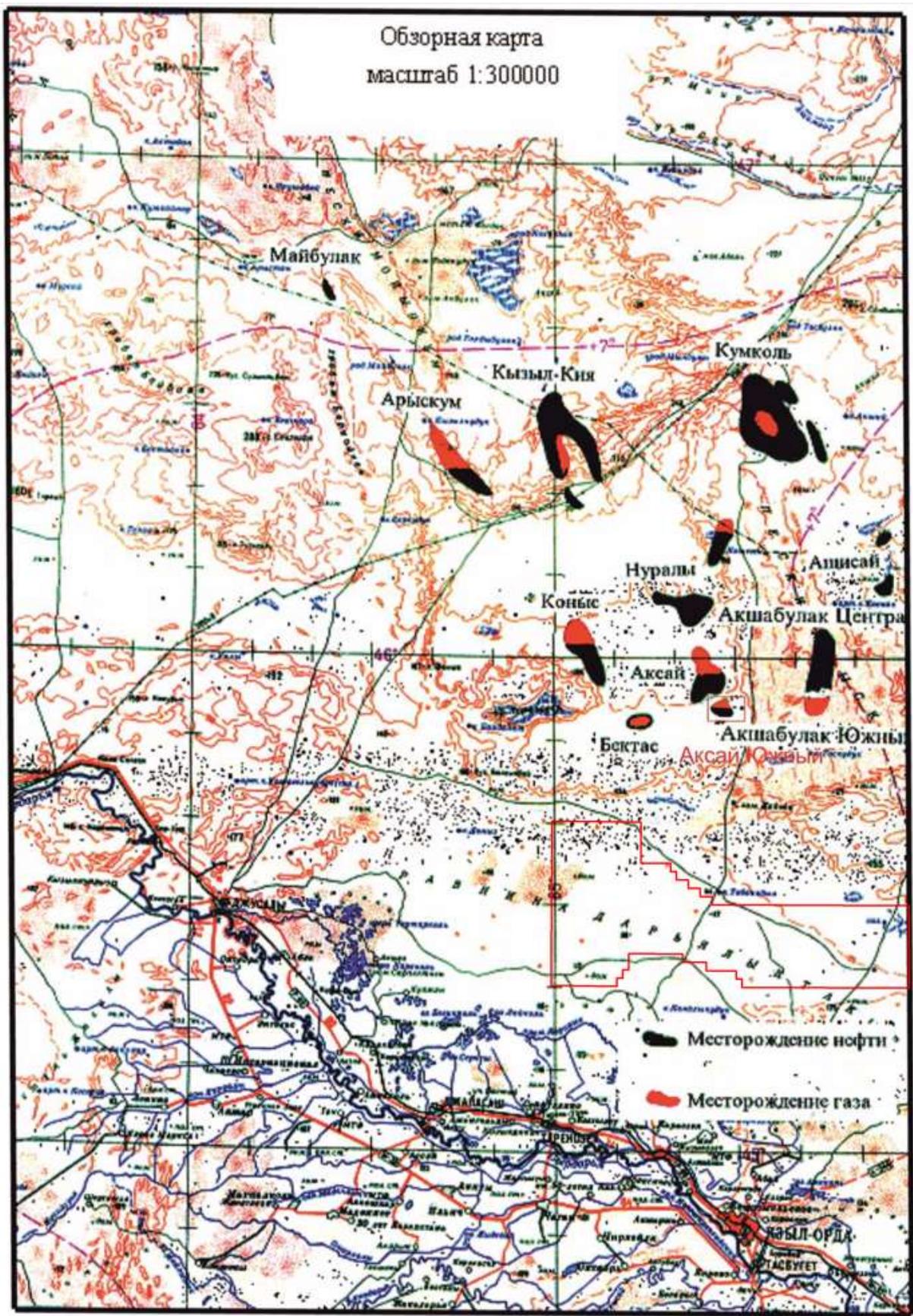


Рис. 2.1. Обзорная карта района работ

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

3.1.1. Геофизические исследования

Проведены региональные гравиметрические и магнитометрические исследования М 1:200 000, геологическая и гидрогеологические съемки этого же масштаба.

В 1981-1984 годах поставлена редкая сеть сейсмопрофилей в центральной части Южно-Тургайского прогиба и одновременно начато профильное бурение структурнопоисковых скважин от западной бортовой зоны поднятия Жосалы.

В 1985-1986 годах выполнены сейсморазведочные работы МОВ и частично МОГТ по редким профилям через поднятия и впадины Северного Приаралья и Южного Торгая. Характерной особенностью Туранской плиты является повсеместный каледонский кристаллический фундамент, консолидированный к середине девона, хотя часто под осадочным чехлом вскрываются допалеозойские гнейсы и хлорит-серицитовые сланцы глубокого катагенеза, но во впадинах не отмечаются интрузивные комплексы более позднего и раннего внедрения.

Детальные сейсморазведочные работы методами 2Д и 3Д начаты в 90-х годах после освоения месторождения Кумколь. В результате изучены все впадины-грабены и горсты Южно - Тургайской прогиба. Изучение поднятия Жосалы, где отмечается выклинивание юрских и даже низов нижней части мела, которые являются основными нефтеносными комплексами не проведено. В результате степень геологической изученности Жосалы весьма низка. До настоящего времени здесь отработано четыре региональных профиля, пробурено 17 картировочных скважин и одна глубокая. 2 скважины вскрыли палеозой кристаллический (с породой на стадии диагенеза).

В 1986-87 годах район площади был пересечен региональными сейсмическими профилями XXVI-XXXI, отработанными в северо-восточном направлении с расстоянием между ними 4 км и профилем XXXIV северо-западного направления. Этими работами по поверхности фундамента (ОГ PZ-Pt) выявлены крупные поднятия субмеридионального простирания.

В 1987-88 годах произведено доизучение площади поисковым сейсмопрофилеобразованием. Полевые работы и обработка материалов осуществлялась сейсмическими станциями и ЭВМ первого поколения 12-ти кратным профилированием с применением взрывных источников возбуждения. По результатам интерпретации составлены структурные карты ОГ III, ОГ IV, ОГ PZ-Pt.

В 1991 году сейсмические работы в пределах блока проведены с охватом северной части сетью профилей ОГТ северо-западного направления с расстоянием 1 км и юго-восточного и широтного направления с расстоянием 2-3 км и более.

В 2009 году составлен отчет по результатам проведенных сейсмических исследований 2Д, проведены построения по отражающим горизонтам:

П (кровля карачетауской свиты K_{1a-a_2});
 П-1 (кровля верхне-даульской свиты K_{1nc_2});
 PZ-1 (кровля среднего-верхнего карбона C_{2-3});
 PZ-2 (кровля нижнего карбона C_1);
 PZ-3 (кровля верхнего девона D_3);
 PZ-3-1 (кровля низов верхнего девона D_{3-1});
 PZ-4 (кровля среднего девона D_2)

Согласно проведенным работам на территории блока выделено 11 структур по отложениям мезозойского и палеозойского комплексов. Рекомендовано бурение двух поисковых скважин.

Таблица 3.1.1

Геолого-геофизическая изученность площади

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
Магнитосъемка			
1	Спецгеофизика МГ и ОН СССР Поляков Н.А. и др 1959 г.	М 1:200000 Тип магнитометра АЭМ-49, АСГМ-25	Точность съемки $\pm(10-12)$ гамм
2	Спецгеофизика МГ и ОН СССР Херувимова Е.Г. и др. 1960 г.	М 1:200000 Тип магнитометра АЭМ-49, АСГМ-25	Точность съемки ± 9.1 гамм
3	Западный геофиз.трест МГ и ОН СССР Воробьев Я.Г. и др. 1957 г.	М 1: 200000 Тип магнитометра АЭМ-49	Точность съемки ± 29 гамм
4	ЮКГЭ КГТ МГ Каз.ССР Саргаскаев Т.Б. и др. 1960 г.	М 1:100000 Тип магнитометра АСГМ-25, АСГ-45	Точность съемки ± 36.6 гамм
Гравиметрические исследования			
1	Илийская геофизическая экспедиция КГТ МГ и ОН Каз.ССР Андреев А.П., Эйдлин Р.А. 1961- 1962 г.г.	М 1:200 000 Профильная Тип гравиметра ГР/К2, Дельта-2	Карта не составлялась.
2	Турланская геофизическая экспедиция КГТ МГ Каз.ССР Исраилов О.Т., Нургазиев А.Е. 1964-1965 г.г.	М 1:200 000 Тип гравиметра ГНУ-КС, ГНУ-К2	Карта не составлялась.
3	Турланская геофизическая экспедиция КГТ МГ Каз.ССР Исраилов О.Т., Нургазиев А.Е. 1964-1965 г.г.	М 1:200 000 интерпретационные профили. Тип грави-метра ГАК- 3М, ГАК-ПТ, ГАК- 4В, ГАК-7Т	Карта не составлялась.

4	Турланская геофизическая экспедиция КГТ МГ Каз.ССР Исраилов О.Т., Нургазиев А.Е. 1964-1965 г.г.	М 1:200 000 съемка по сейсмическим профилям Тип гравиметра ГАК-3М, ГАК-ПТ, ГАК-4В, ГАК-7Т	Сечение отчетных карт 2.00 мГал
5	Аэрогеолого-геофизическая экспедиция ПГО "Казгеофизика" МГ Каз.ССР Шагиров Б.Б., Школьников И.Х. 1980-1982 г.г.	М 1:200 000 Тип гравиметра ГНУ-К2, ГНК-К2, ГР/К1	Карта не составлялась.
6	Краснохолмская экспедиция МГ СССР. Глушковская Д.И., Ибрагимов В.Г. 1974-1976 г.г.	М 1:50 000 Тип гравиметра ГР/К2, Дельта-2	Сечение отчетных карт 0.50 мГал
7	Аэрогеолого-геофизическая экспедиция ПГО "Казгеофизика" МГ Каз.ССР. Лапина Т.П., Малетин В.И. 1982-1986 г.г.	М 1:200 000 Тип гравиметра ГНУ-КС, ГНУ-К2	Сечение отчетных карт 2.00 мГал
8	Аэрогеолого-геофизическая экспедиция ПГО "Казгеофизика" МГ Каз.ССР. Малетин В.И., Супруненко А.Н. 1985-1987г.г.	ревизионно-оценочные работы Тип гравиметра ГНУ-КС, ГНУ-К2	Карта не составлялась
9	Турланская геофизическая экспедиция ПГО "Казгеофизика" ГТУ "Прикаспийгеология" Амирешев К.Ш., Таласов Б.Ж. 1988-1990г.г.	М 1:50 000 Тип гравиметра ГНУ-КС	Сечение отчетных карт 0.25 мГал
Сейсмические исследования			
1	ТГФЭ, ПГО "Казгеофизика" Отчет о результатах поисковых сейсморазведочных работ МОГТ, ОГТ МПВ и детальной ГР в пределах южной части Арыкумского прогиба Южно-Тургайской впадины за 1986-1989 гг. Белов С.В., Таласов Б.Ж.		
2	Отчет по обработке и интерпретации сейсмических данных 2Д, выполненных для ТОО «Амир» 2009 год Жемчужников В.Г.	Масштаб карт 1:50 000.	Структурные карты по кровле отражающих горизонтов II, II-1 (меловой комплекс); PZ-1, PZ-2 (карбонный комплекс); PZ-3, PZ-3-1, PZ-4 (девонский комплекс)

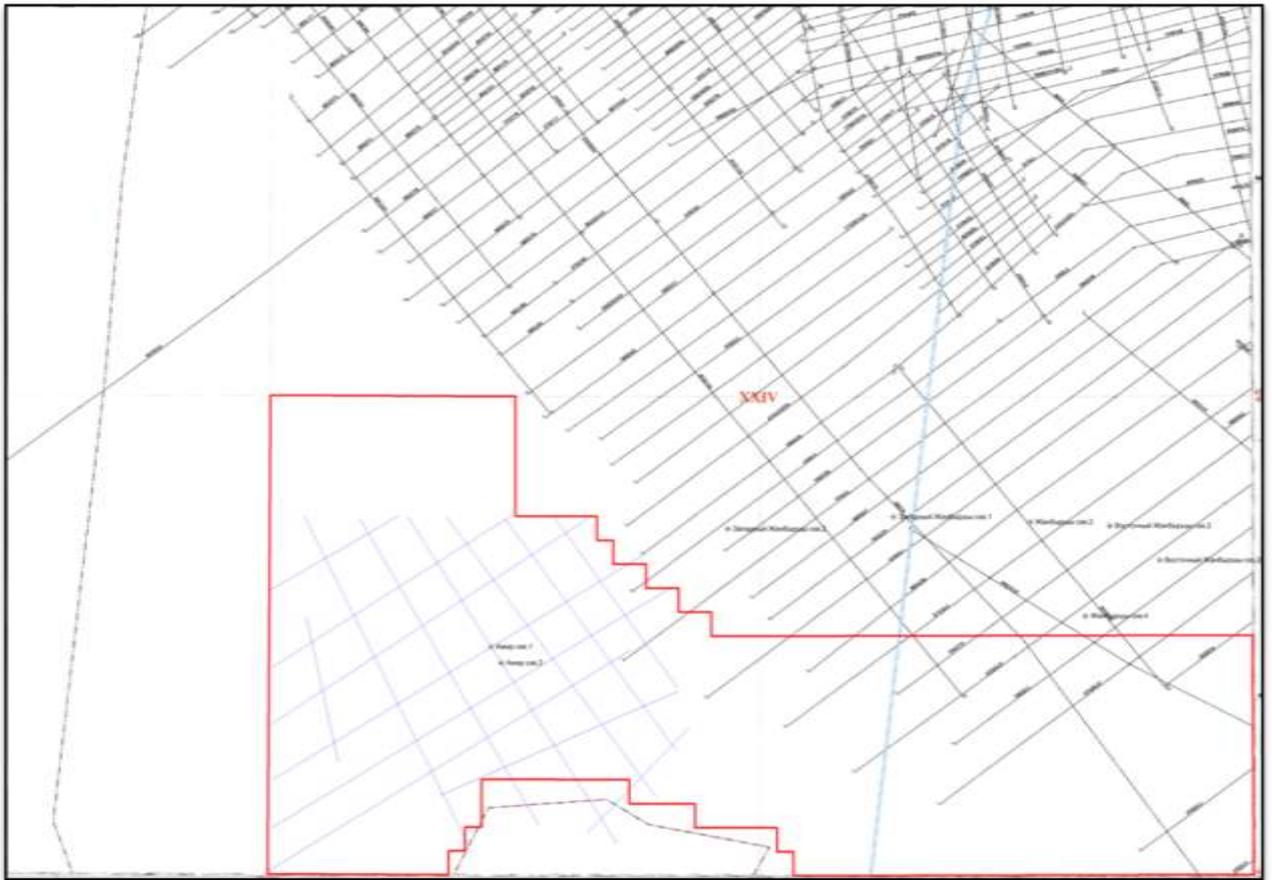


Рис 3.1. Схема сейсмической изученности по состоянию на 2009 год

3.1.2. Геологическое и глубокое поисковое бурение

Контрактная территория охватывает приподнятые участки Жосалинского свода Сырдарьинского поднятия и частично южные участки Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины.

На сопредельных к контрактному блоку территориях непосредственно на своде Жосалы пробурены 4 картировочные и 3 глубокие поисковые скважины. Отложения палеозоя залегают на своде на глубинах 11-20 м. В структурной скважине С-1, картировочных 165, 100-Т, глубокой скважине 2-Г установлены признаки нефти предположительно в отложениях нижнего мела и песчаных включениях среди известняков нижнего карбона.

Сведениями по техническим характеристикам данных скважин авторы отчета не располагают.

В период 2009-2010 г.г. на площади пробурены две поисковые скважины 1-Р глубиной 1160 м и скважина 3-Р глубиной 930 м (табл 3.1.2.) и (Рис.3.2).

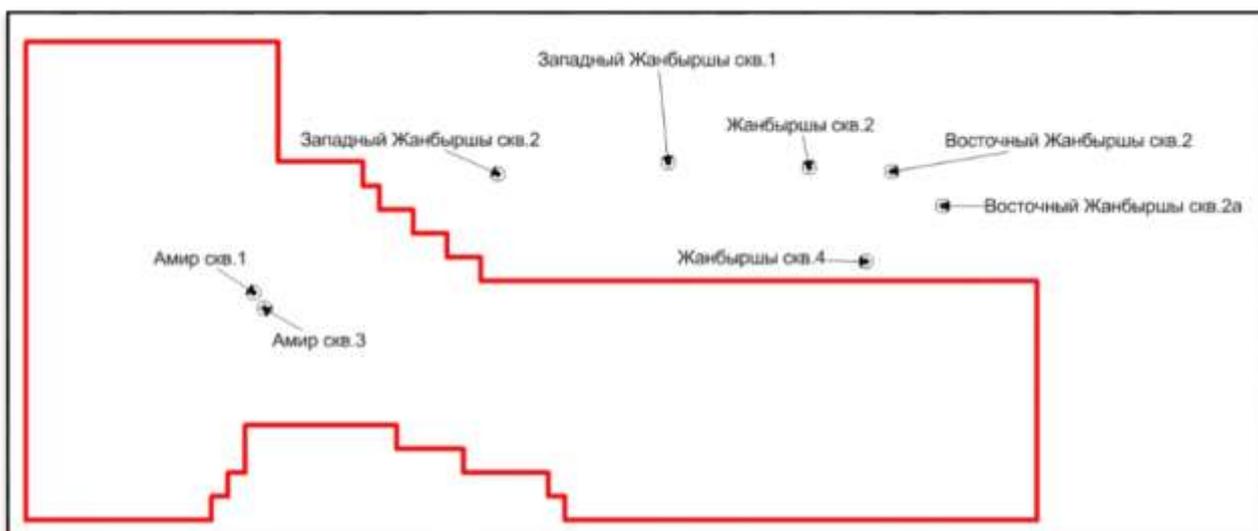


Рис. 3.2 Схема буровой изученности по состоянию на 2010 год

Таблица 3.1.2.1

Изученность площади глубоким бурением

№ пп	№ скв. площ адь	Категория скв	Дата Бурения (начало/конец)	Проект глубина/горизонт	Факт глубина/горизонт	Конструкция скважины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1-Р Амир	развед	16.12.2009 г/ 16.01.2010 г	1150 м / Pz	1160 м / Mz	Направление 324x18м Кондуктор 244,5x246,68 м Экс. колонна 168x 1150м	Ликвидирова на
2	3-Р Амир	развед	04.10.2010 г/ 04.11.2010 г.	900 м/Pz	930 м/ Pz	Направление 324x17м Кондуктор 244,5x254,11 м Экс. колонна 168x750,52м	Ликвидирова на

Скважина 1-Р вскрыла отложения палеогена – 350 м и отложения мела – до забоя. Продуктивные горизонты отсутствуют.

Скважина 3-Р вскрыла отложения мела – 487 м, ниже которых (до забоя) вскрыты отложения карбона, представленных базальтами с прослоями

терригенных и карбонатных пород. Проведена перфорация интервалов 584-588 м, 600-604 м, 612-616 м, 653-657 м, однако данных о результатах испытания не имеется.

Таблица 3.1.2.2

Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

№№ п/п	Наименование площади	Проект предшествующего этапа или стадии разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на площади
				Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Амир	разведочный		2	930 м 1150м	2010	Отрицательные

3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

В течении 2009-2010 г.г. в пределах контрактной территории пробурены две скважины 1-Р и 3-Р, которые вскрыли мезозойский (нижний мел) и палеозойский комплексы. В скважинах проведены геолого-геохимические исследования, а также работы ГИС. В скважинах 1-Р и 3-Р проводился отбор шлама с глубин 200 м и 400 м соответственно. В процессе бурения осуществлялся замер газопоказаний. По газопоказаниям аномалий не обнаружено.

3.3. Геофизические и геохимические исследования

В скважинах 1-Р и 3-Р проведен полный комплекс геолого-геофизических исследований, позволяющий провести выделение нефтегазоводонасыщенных пластов (таблица 3.3.1).

Таблица 3.3.1

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины м	Виды исследований, их целевое назначение	Масштабы записи	Интервалы исследований, м	Примечание (Приборы)
1	2	3	4	5	6	7
1	2009	1150	КС (N0.5m2.0A, A2.0 M 0.5A), ПС, БК, ИК, Инклинометрия, КВ	1:200 1:500	246,6-708,9 246,6-1148,0	К1А-723МИН
			МБК, КЗ (МПЗ, МГЗ), МКВ	-«-	700-1148,0	
			ГК, ННКт большой зонд, ННКт малый зонд	-«-	246,6-1148,0	
			ГГК-П	-«-	700-1148,0	ГК №23 1мкР/ч=609 имп/мин
			ВИКИЗ	-«-	-«-	2ННК-Т №19 1 усл.ед.= 3212 имп/мин
			АКЦ (ФКД1, ФКД2, альфа К)	-«-	0-246,6	2ННК-Т №19 1 усл.ед.= 12843 имп/мин
3	2010	930	КС (N0.5m2.0A, A2.0 M 0.5A), ПС, БК, ИК, МКЗ, МБК, ГК, ННК-т, ГГК-П, МКВ, Каверно-профилеметрия, АК, Инклинометрия, АКЦ	-«-	253,1-930,8	

В скважине 1-Р в интервале детальных исследований ГИС вскрыты отложения, представленные переслаиванием гравелитов и глины, в меньшей степени – алевролита и песчаника. В интервале 910-956 м выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с остаточным содержанием углеводородов. Пласт 968,8-986,6 м – водонасыщенный. По заключению ГИС интервалов, перспективных для получения промышленного притока углеводородов, не выделено.

В скважине 3-Р по заключению ГИС с глубины 255 м до глубины 485 м вскрытый разрез представлен песчано-глинистыми породами с пропластками гравеллитов. С глубины 485 м до забоя разрез скважины представлен карбонатными породами. Выделено 12 водоносных пластов с остаточным содержанием углеводородов. Значение пористости составляет от 7,0 до 24,4 %, нефтенасыщенности – от 11,0 до 26,9 %. Учитывая Разведочное назначение скважины №3 и возможные искажения методов сопротивления из-за высокоомных пород, слагающих разрез скважины, было рекомендовано провести испытание в процессе бурения с целью уточнения характера насыщения коллекторов в интервале 369,5-385,5 м, 399,9-408,4 м, 524,3-535,9 м, 595,3-599,1 м, 602,6-608,2 м, 610,6-618,9 м, 635,9-639,8 м, 649,2-655,5 м, 663,0-666,8 м, 682,2-693,1 м.

В скважинах 1-Р и 3-Р проводились технологические и геохимические исследования на станции «Геоптим ИМС 96-03». Станция состоит из связанных между собой аппаратурных модулей и датчиков геолого-технологической и геохимической информации.

Геолого-технологические исследования включали замеры следующих параметров:

- Вес на крюке
- Давление в нагнетальной линии
- Положение тальблока относительно стола ротора
- Число оборотов ротора
- Число хода насосов
- Индикатор потока на выходе
- Уровень раствора в ёмкостях

Регистрируемые геолого-геохимические параметры:

- Непрерывное суммарное содержание углеводородных газов в промывочной жидкости (Гобщ), % и хроматографическое (1 раз в 90 сек) определение количественного и качественного состава углеводородных газов (С1-С5) в системе ЖЕЛОБ-ДЕГАЗАТОР-ГВЛ-ХРОМАТОГРАФ» в процессе бурения;
- Определение соотношений основных литологических разностей в пробах выбуренных пород (шламограмма)
- Люминисцентно-битуминологический анализ шлама и образцов керн.
- Относительное содержание углеводородов (С1-С5).
- Плотность температура раствора в приемной ёмкости и на выходе из скважины

По данным геохимических исследований в скважинах отмечались фоновые газопоказания от 0,002 до 0,0123 % с значительным увеличением суммарных газопоказаний до 0,0347% в скважине 3 в интервале 585-605 м. По описанию отобранного керн в этой скважине в интервале 602,5-604,5 м отмечается прослой известняка пористого с маслянистыми выпотами.

3.4 Лабораторные исследования

В процессе бурения по обоим скважинам проводился отбор шлама, в скважине 3-Р отбирался керн в интервалах 602, 5-604,5 м (вынос керна составил 0,5 м, обр 1) и 854,08-862,08 м (вынос керна составил 8 м, обр 2). Литологическое описание проводилось в полевых условиях. Однако сведений о изучении керна в лаборатории не имеется. В таблице 3.4.1. приведены сведения о выполненном люминисцентно-битуминологическом анализе в полевых условиях.

Образец 1 представлен базальтами от темно-серых до черных, плотных, крепких, трещиноватых. По всему интервалу отмечается трещиноватость под углами 45 градусов. Отмечены прожилки, заполненные кальцитом. Нефтепроявления отсутствуют. Прямая люминесценция отсутствует. ЛБА отсутствует. В верхней части интервала отмечается прослой известняка пористого с маслянистыми выпотами.

Образец 2 также представлен базальтами от темно-серых до черных, плотных, крепких, трещиноватых. По всему интервалу отмечается трещиноватость под углами 45 градусов. Отмечены прожилки, заполненные кальцитом. Нефтепроявления отсутствуют. Прямая люминесценция отсутствует. ЛБА отсутствует.

Таблица 3.4.1

№№ пп	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов, (проб)	Организация, выполнившая исследования
1	Люминисцентно- битуминологический	штук	2	West GeoТехсервис Полевое наблюдение

4. Геологическое строение площади

4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез

Согласно геологическим особенностям строения территория разведочного участка располагается в пределах разных тектонических зон, западная практически на склоне Жосалинского поднятия Сырдарьинского горста, а восточная тяготеет к Арыкумской грабен-синклинали и Аксайской горст-антиклинали. Эти тектонические элементы отделены друг от друга Главным Каратауским региональным разломом. В Арыкумском прогибе вскрывается весь характерный для Южно-Торгайской впадины литолого-стратиграфический разрез, а в пределах его бортов и на Аксайском поднятии на палеозойском комплексе залегают нижнемеловые отложения. В восточной части контрактной территории пробурены скважины 1-Р и 3-Р (ранее разведочная площадь Амир) разрезы которых, согласно литологическому описанию по шламу, представлены кайнозой-четвертичными и меловыми

отложениями. При этом вскрытая толщина отложений в скважине 1-Р составляет 1160 м (забой). Разрез скважины 3-Р (забой 930 м) сложен кайнозой-четвертичными и верхнемеловыми отложениями толщиной 487 м, которые залегают на базальтовых и известняковых породах допалеозой? - палеозойского возраста. Таким образом, установлено, что в пределах борта Арыскупского прогиба получает развитие дифференцированность палеозойского основания и вероятное развитие на площади блоков приподнятого и погруженного залегания палеозоя и участков повышенных толщин мезозойских отложений, которые выполняют погруженные зоны (грабены? впадины). При этом литолого-стратиграфический диапазон отложений, залегающих в прогнутых зонах, вероятно, включает отложения юрского и мелового комплексов.

Протерозой-палеозойские отложения (PR-PZ)

Отложения палеозоя представлены зеленовато-серыми, кварцево-слюдистыми, трещиноватыми гнейсами, сланцами и карбонатными породами: известняками, доломитами среднего и нижнего карбона. На домезозойской поверхности породы местами выветрелые. Глубина залегания палеозойских отложений колеблется от 300-500м на выступах до 1400 м на склонах поднятий.

Мезозойская группа (MZ)

Мезозойские отложения представлены отложениями юрской и меловой систем. Отложения меловой системы трансгрессивно налегают на породах палеозойского комплекса на приподнятых сводах горст-антиклиналей. Вниз по падению в грабен-синклинальные зоны разрез увеличивается по мощности как за счет конседиментационного наращивания меловых отложений, так и за счет появления и приращения снизу юрских отложений. В пределах контрактной территории по аналогии с разрезами на площади Амир на западе и месторождения Жанбырши на востоке предполагается, что на исследуемой территории непосредственно на палеозойских породах будут залегать отложения даульской свиты нижнего мела. В соответствии с этим ниже приводится описание проектного разреза скважин.

Меловая система К

Меловые отложения залегают на отложениях юры и палеозоя с угловым несогласием и представлены нижним и верхним отделами

Нижний мел K_1 в стратиграфическом отношении представлен валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами, которые по литологическим особенностям объединяются в три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкинскую .

Неокомский надъярус K_1 (Даульская свита K_{1dl}). Отложения даульской свиты залегают с несогласием на юрских, либо домезозойских образованиях и представлены пачкой красноцветных, голубовато-серых алевролитистых, известковистых глин и доломитов с прослоями желтых и бурых песков, песчаников, гравелитов и мелкогалечных конгломератов. К

основанию свиты приурочен арыскупский горизонт, вмещающий на площади Арыскупского прогиба залежи нефти и газа. Наиболее полный разрез свиты максимальной мощностью до 540 м вскрыт в Арыскупском прогибе в скважине 5-с (интервал 766-1306м). Мощность и полнота разреза свиты резко сокращены вплоть до полного выклинивания в прибортовых частях впадины.

По литологическому составу свита подразделяется на нижнедаульскую подсвиту с арыскупским горизонтом в основании и верхнедаульскую подсвиту.

Арыскупский горизонт K_{1nc1ar} сложен переслаивающимися пестроцветными пачками пластов песков, песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин (во внутренних частях прогиба), гравелитов и конгломератов (на бортах прогиба). В основании горизонта залегают мелкогалечные конгломераты и гравелиты.

Мощность горизонта варьирует от первых метров до 180м. Возраст арыскупского горизонта - низы неокома.

Нижнедаульская подсвита K_{1dl1} сложена карбонатными красно-коричневыми, сиреневыми, с зеленовато-серыми пятнами алевролитистыми глинами с подчиненными прослоями мергелей, алевролитов и полимиктовых песчаников на глинистом, глинисто-карбонатном цементе.

Максимальная мощность подсвиты в центральной части Арыскупского прогиба, достигает 350м. Возраст подсвиты – валанжин.

Верхнедаульская подсвита K_{1dl2} сложена переслаивающимися пачками пестроцветных (красновато-коричневых, серых, голубовато-серых) карбонатных алевролитистых глин, алевролитов и песчаников с прослоями мергелей.

Мощность подсвиты варьирует от первых десятков метров до 310м. Возраст датируется готерив-барремским. С поверхностью верхнедаульской подсвитой связывается отражающий горизонт П-1.

Карачетауская свита K_{1kr} залегает с размывом на красноцветах верхнедаульской подсвиты и представлена в основании мелкогалечными конгломератами. Она сложена сероцветными, с зеленоватым оттенком, коричневыми, черными, карбонатными глинами, алевролитами с углефицированным растительным детритом, сероцветными мелкозернистыми песками с прослойками бурых углей и известковистыми песчаниками.

Мощность свиты варьирует от первых десятков метров до 170 м.

Возраст свиты датируется аптом-средним альбом **$K_{1a-a1.2}$** .

Кызылкинская свита K_{1-kz} распространена в Южно-Торгайской впадине повсеместно. Отдельными исследователями в этом возрастном интервале выделяются баймуратовская и курганбекская свиты.

Кызылкинская свита с размывом залегает на отложениях Карачетауской свиты. Разрез кызылкинской свиты расчленяется на две пачки: верхнюю, преимущественно глинистую и нижнюю – песчаную. В

целом, свита сложена толщей переслаивания сероцветных, красновато-коричневых, коричневых, с сиреневыми, охристо-желтыми пятнами, алевритистыми, участками – насыщенными обугленными растительными остатками глинами, красновато-коричневыми и зеленовато-серыми алевролитами, серыми гравелитовыми, полимиктовыми песками и песчаниками с прослоями разногалечных конгломератов и прослойками сидерита.

Мощность свиты варьирует от первых десятков метров до 250м. Возраст установлен как поздний альб-сеноманский $K_{1-2}al_3-s$. Поверхность карачетауской свиты картируется как отражающий горизонт II.

Верхний мел K_2

В составе верхнего мела, согласно проведенным исследованиям, выделяются туронский, коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы, каждый из которых характеризуется своим литологическим составом.

Нижне -туронский подъярус $K_2 t_1$ (Балапанская свита K_{2t1bl}) с размывом залегает на кызылкиинской. Сложен двумя пачками: нижней-песчаной и верхней- глинистой. Пески, песчаники и алевролиты серые, зеленовато-серые, насыщенные обугленным растительным детритом. Глины серые, зеленовато-серые, прослоями – пестроцветные, алевритистые, с включениями обугленных растительных остатков.

Мощность свиты варьирует от 60 до 100 м.

Верхний турон-коньяк $K_{2t_2-k_1}$ (толща красноцветных песчаников и глин) сложен двумя пачками: нижней – песчаной, с маломощными прослоями конгломератов в основании и верхней, преимущественно глинистой.

Глины алевритистые, бескарбонатные, красные, коричнево-красные с желтыми, грязно-серыми разводами до серой с розовыми, желтыми пятнами.

Пески и песчаники желтые, красно-коричневые, серые, мелкосреднезернистые, полимиктовые, со скоплениями крупных обугленных растительных остатков.

Мощность толщи красноцветных песчаников и глин варьирует от первых десятков метров до 160м.

Сантонский ярус K_{2st} (толща пестроцветных и сероцветных глин, алевролитов, песков и песчаников) сложен пестроцветными и сероцветными глинами, алевролитами, песками, песчаниками. В кровельной части залегает пачка хорошо отсортированных серых мелкозернистых полевошпат-кварцевых песков. Мощность толщи достигает 150 м.

Кампанский ярус K_{2kt} (толща серых бескарбонатных глин, алевролитов, песков и песчаников) сложен серыми, алевритистыми, не карбонатными глинами, алевролитами, песками и песчаниками с прослоями серых глинистых известняков и голубовато-серых карбонатных глин. Мощность толщи варьирует от первых десятков метров до 190 м.

Маастрихтский ярус К_{2т} (толща серых карбонатных песчаников, алевролитов и глин) характеризуется переходами от известняков, мергелей, песчаников до карбонатных песчаников, алевролитов и глин. К подошве толщи приурочен прослой мелкогалечных конгломератов, содержащих фосфоритовые гальки, зерна глауконита.

Мощность толщи варьирует от 10 до 110 м.

Кайнозойская группа (КЗ)

Кайнозойская группа представлена отложениями палеогена, неогена и четвертичной системы.

Палеогеновая система - Р

Отложения палеогена несогласно залегают на отложениях верхнего мела и представлены:

Нижний палеоген (или палеоцен) представлен пестроцветными глинами.

Эоцен - в нижней части глинами темно-серыми, черными, с прослоем шоколадных глин; средняя часть эоцена сложена белыми кварцевыми песками с прослоями известняков и опок; верхний эоцен - серо-зелеными бентонитовыми глинами.

Олигоцен - красноцветными песчаниками, гравелитами, конгломератами с прослоями таких же красноцветных алевролитов и глин.

4.2 Тектоника

Контрактная территория расположена на юго-западном борту Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины.

В строении Южно-Торгайскую впадины по фундаменту участвуют три крупные структуры: Жыланшиковский и Арыскупский прогибы с разделяющей их Мынбулакским поднятием, осложненных, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков.

Прогибы существенно отличаются между собой по строению, так Жыланшиковский прогиб представляет относительно стабильный блок, где дизъюнктивная активность не привела к сколь-нибудь существенной дифференциации фундамента, тогда как Арыскупский прогиб представляет сочетание высокоамплитудных приподнятых (горст-антиклиналей) и опущенных (грабен-синклиналей) блоков фундамента (рис 4.2.1).

Они имеют размеры в длину от 100 до 200-250 км и в ширину до 25-50 км северо-западного простирания на западном борту впадины и северного направления на восточном борту, расширяясь в ширину к северной части впадины. Погруженные грабен-синклинальные зоны выполнены отложениями триас?-мелового возраста, максимальные толщины которых достигают, согласно данным сейсмических исследований, 7000-9000 м. На сводах приподнятых горст-антиклиналей отложения юрско-мелового комплекса трансгрессивно уменьшаются по мощности и облекая локальные поднятия на горстах формируют антиклинальные структуры, с которыми связаны нефтегазоносные месторождения впадины (рис 4.2.2). В пределах

контрактной территории основным тектоническим элементом является Арысумская грабен- синклиналь и сопряженный с ней Аксайская горст- антиклиналь. Вдоль юго-западного борта Аксайской горст –антиклинали проходит Главный Каратауский разлом, к которому приурочены Арысумский и Жинишкекумский грабен-синклинали.

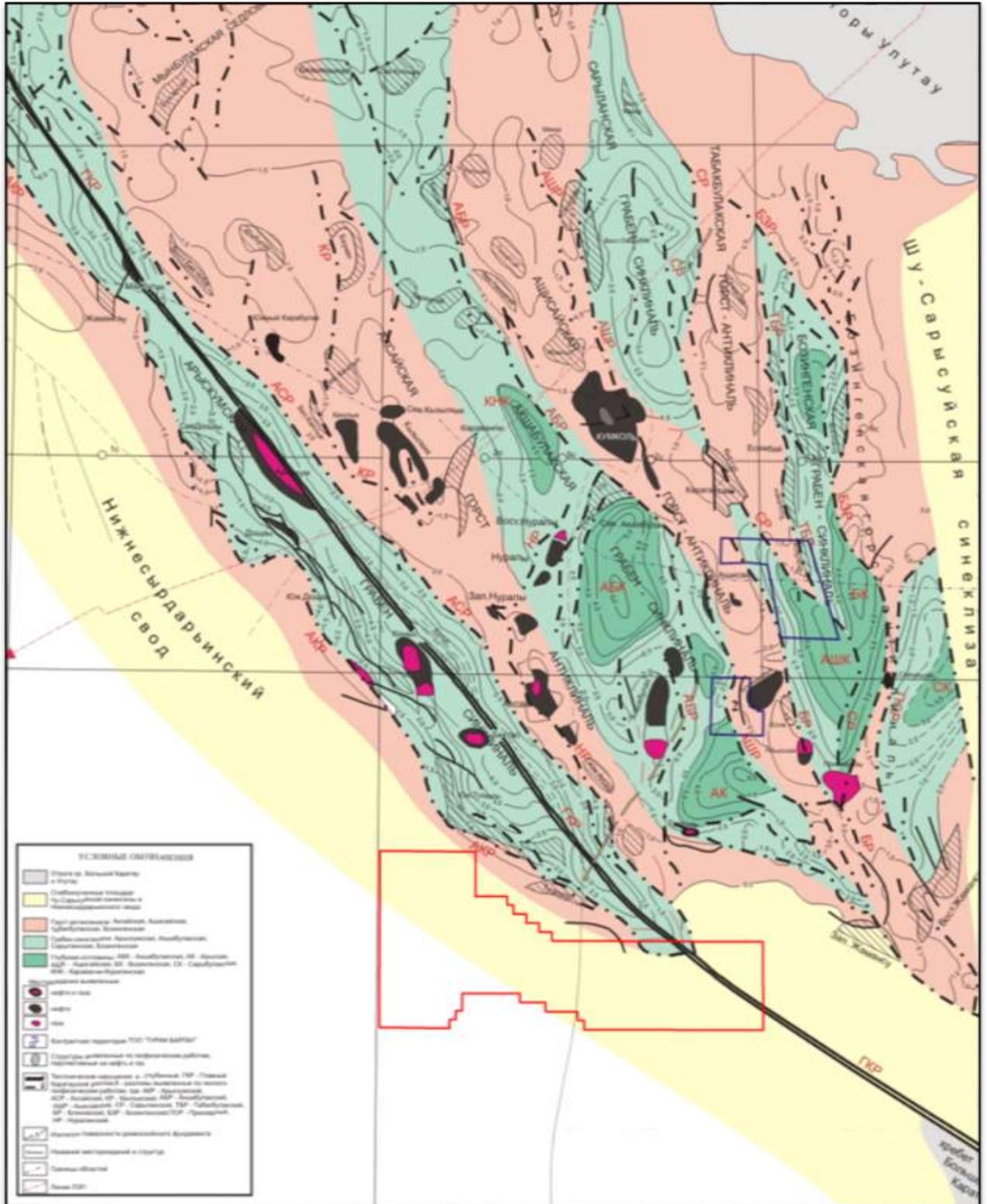
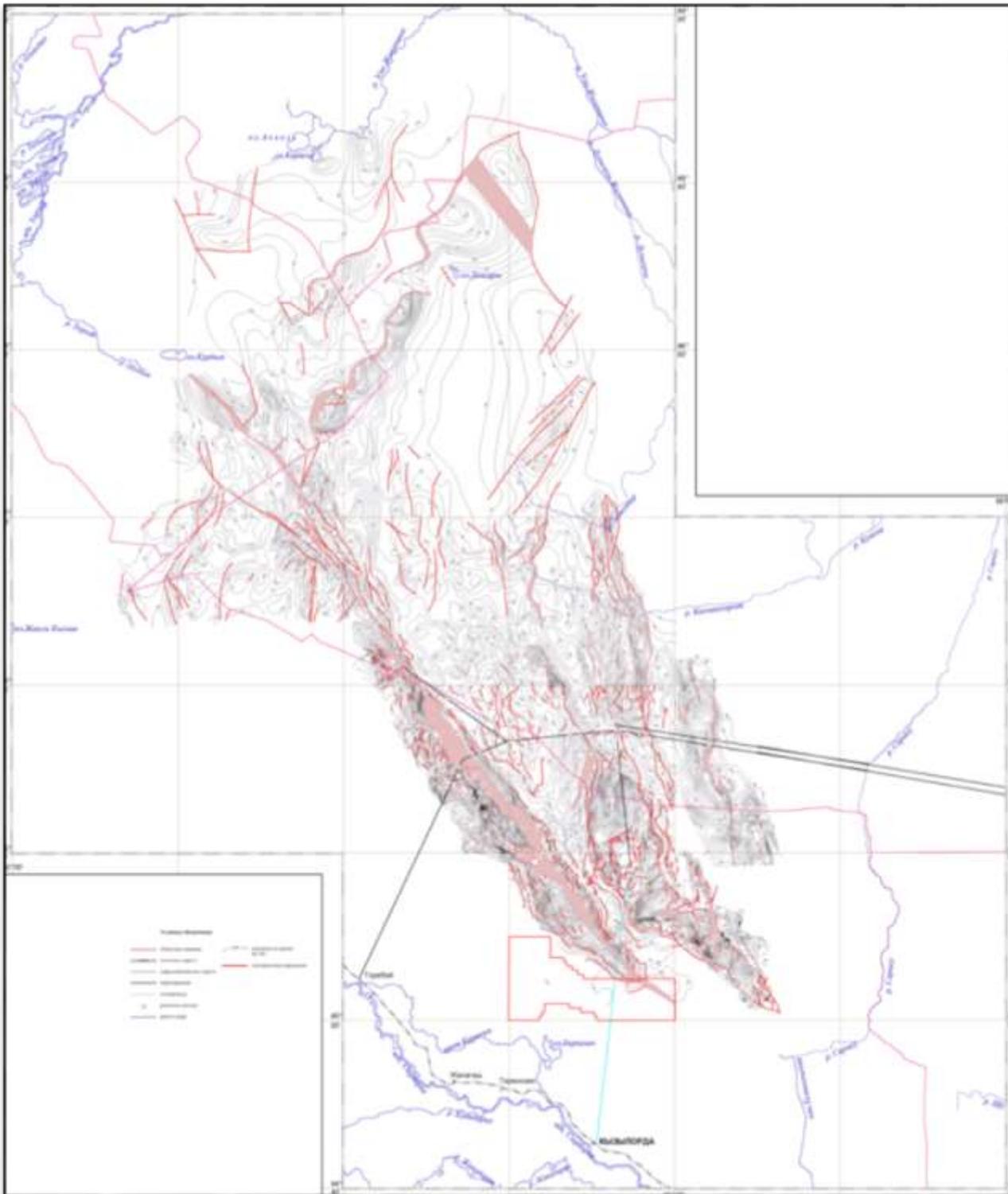


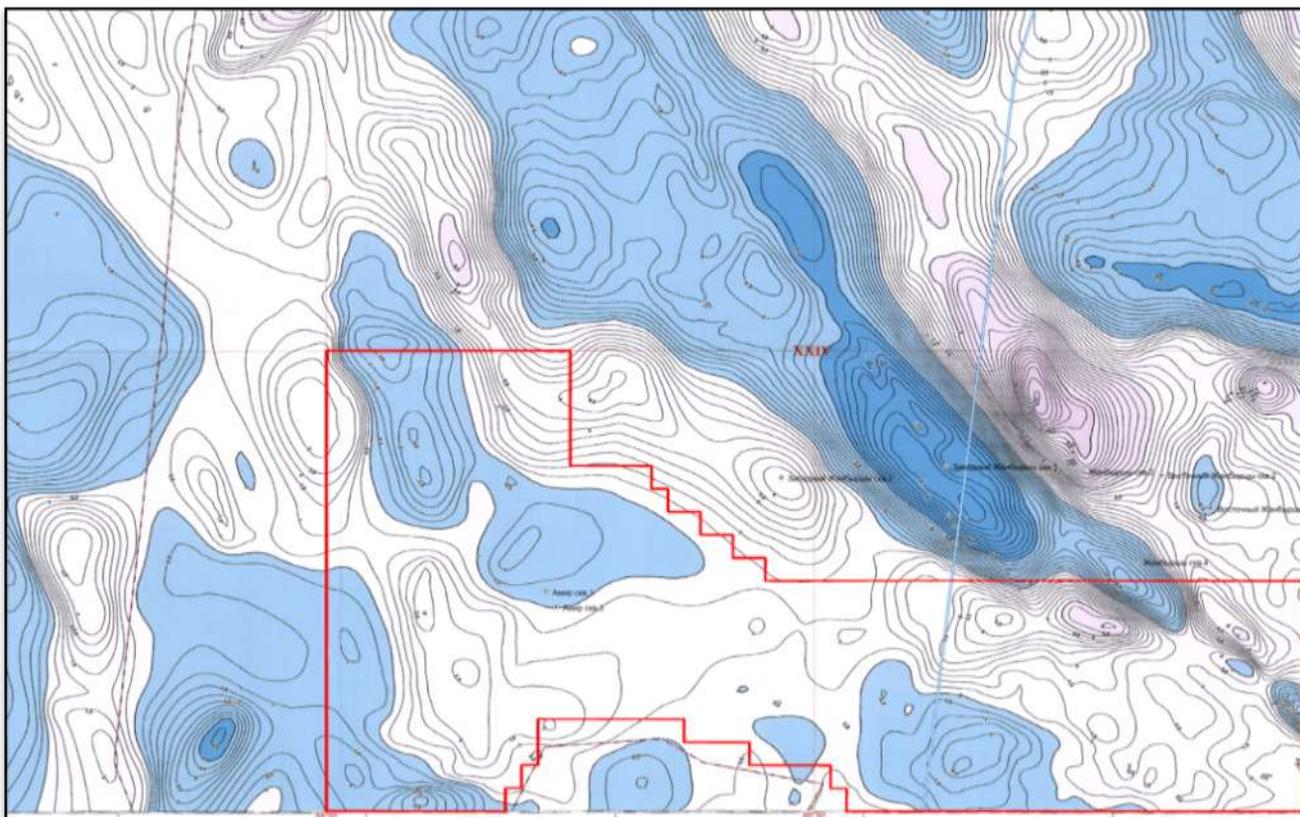
Рис 4.2.1. Тектоническая схема Южно-Торгайской впадины



**Рис.4.2.2. Разведочный блок Такырсай.
Строение палеозойского комплекса**

Главный Каратауский разлом проходит в юго-восточном углу контрактной территории и выделяется в сейсмическом и гравитационном полях. Согласно сейсмическим данным кровля палеозойского комплекса в пределах контрактной территории, по существу, представляет относительно выровненную поверхность и залегает на глубинах от -350м на приподнятых участках до 500-600 м в прогнутых зонах. Однако согласно проведенному бурению в западной части участка Такырсай скважина 1-Р, пробуренная до отметки 1160 м, не вышла из терригенных отложений нижнего мела. Таким образом, предполагается, что проведенные ранее построения являются некорректными и на изучаемой территории наряду с приподнятыми блоками развиты более погруженные участки грабенов с повышенными мощностями юрских и меловых отложений. Это предположение находит свое подтверждение по результатам бурения скважины Г-2 на поднятии Жосалысай, где на глубине свыше 2500 м забой скважины не вышел из отложений юры и где установлены пласты с признаками нефти.

В гравитационном поле выделяется Аксайский гравитационный максимум в виде полосы северо-западного простирания, где установлено месторождение Жанбырши (рис. 4.2.3) и где пробурены скважины Восточный Жанбырши 2, 2А, Жанбырши 2, 4 и др. К западу параллельно от Аксайского гравитационного максимума располагается полоса гравитационного минимума, которая соответствует Арыскупскому прогибу. Последняя в морфологическом отношении в районе Жанбырши представляет относительно широкую впадину с максимально пониженными значениями гравитационного поля. В юго-восточном направлении в пределы контрактной территории гравитационный минимум Арыскупского прогиба вырождается и переходит в узкую полосу гравитационного минимума (рис 4.2.3). Эта полоса связана с продолжением Главного Каратауского разлома в пределы контрактной территории. Западнее от Арыскупского гравитационного минимума расположена параллельная полоса гравитационного максимума Западный Жанбырши. Значения гравитационного поля на Западный Жанбырши менее интенсивны по сравнению с Аксайским и здесь, очевидно, палеозойский комплекс залегает на более значительных глубинах и/или представлен менее плотными породами. В морфологическом отношении она представляет систему двух гравитационных максимумов, которые, очевидно, представляют два поднятия – первое из которых расположено вне пределов контрактной территории и где пробурена скважина 2 Западный Жанбырши, второе непосредственно в пределах контрактной территории, которое практически не изучено сейсмическими и другими видами исследований.



**Рис.4.2.3. Схема гравитационного поля контрактной территории
ТОО «Oil Tolling Capital»**

К западу от гравитационного максимума Западный Жанбырши расположена вторая зона пониженных значений гравитационного поля. В морфологическом отношении, эта зона представляет систему, состоящую из двух самостоятельных впадин пониженного гравитационного поля. Северная впадина (площадь Амир), очевидно, представляет зону развития повышенных толщин юрско-мелового комплекса. Это доказывается результатами бурения скважин 1-Р и 3-Р на площади Амир. Скважина 1-Р, которая пробурена в центре гравитационного минимума, вскрыла толщу меловых отложений и при забое 1160 м не вышла из них. Скважина 3-Р, которая пробурена на краю этого же гравитационного минимума прошла меловые отложения толщиной 487 м и вскрыла породы палеозойского фундамента. В связи с этим, вторая впадина, расположенная на юго-востоке контрактной территории, также может представлять зону повышенных толщин юрско-мелового комплекса по аналогии с площадью Амир.

Далее к западу в направлении Сырдарьинского поднятия располагается третья полоса повышенных значений гравитационного поля. Таким образом, характер гравитационного поля свидетельствует о развитии в пределах контрактной территории тектонических блоков с повышенным и погруженным положением палеозойского основания.

Строение контрактной территории изучено сейсмическими работами только в западной своей части (площадь Амир). В связи с этим ниже приводятся сведения о тектонике данной части территории исследований.

По результатам сейсмике построены карты по отражающим горизонтам: П (кровля карачетауской свиты K_{1a-a_2}); П-1 (кровля верхне-даульской свиты K_{1nc_2}) и условным внутрипалеозойским горизонтам: PZ-1 (кровля среднего-верхнего карбона C_{2-3}); PZ-2 (кровля нижнего карбона C_1); PZ-3 (кровля верхнего девона D_3); PZ-3-1 (кровля низов верхнего девона D_{3-1}); PZ-4 (кровля среднего девона D_2). Масштаб карт 1:50 000. Выделены 11 локальных поднятий. Согласно проекту предусмотрено изучение как мезозойского, так и палеозойского комплексов со вскрытием толщи среднего и верхнего карбона, т.е. разрез вплоть до горизонта PZ-2.

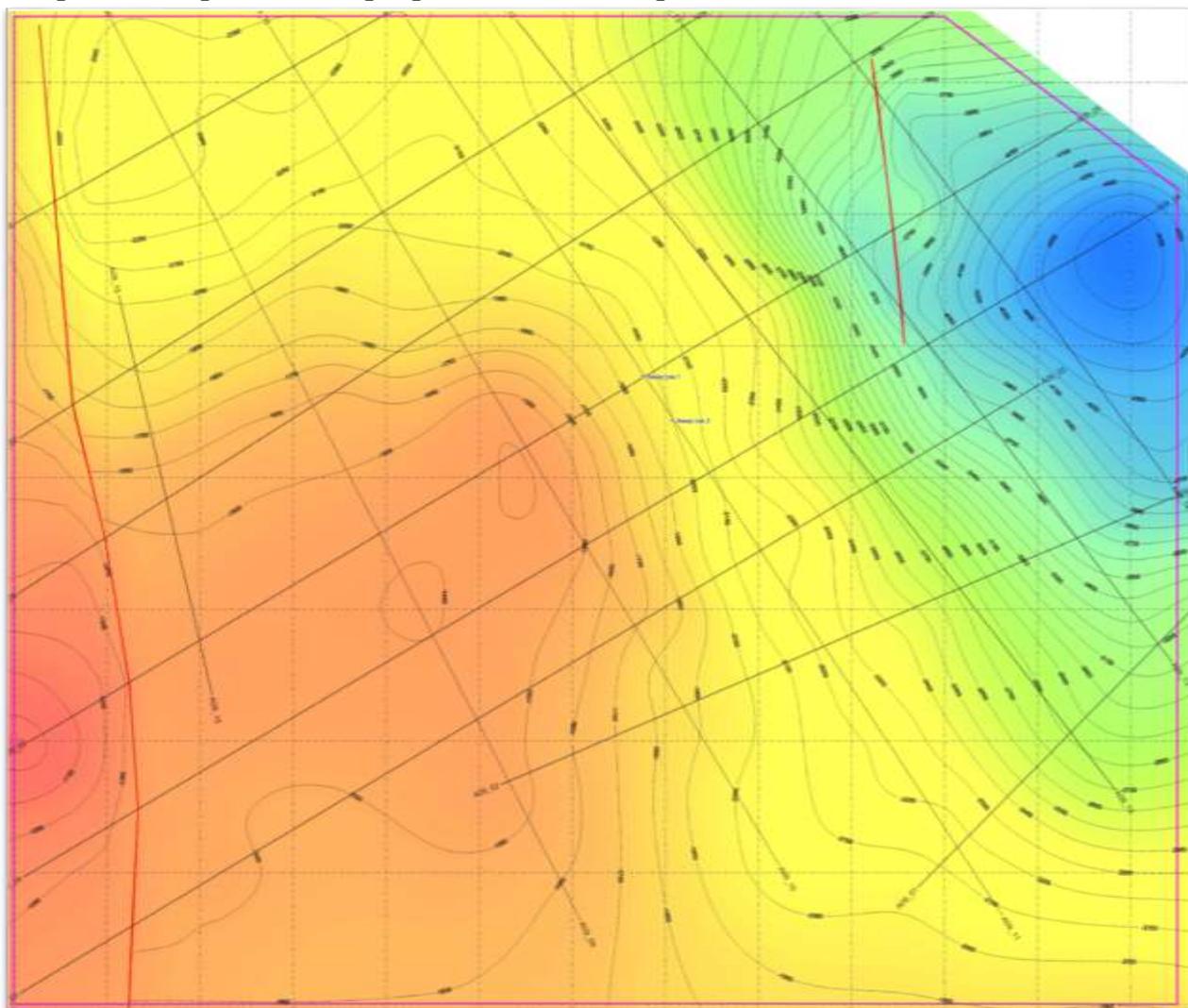


Рис. 4.2.4 Структурная карта по отражающему горизонту PZ-2

Согласно проведенным построениям, западная часть контрактного участка по отражающему горизонту PZ-2 представляет моноклиналь, которая воздымается с отметок – 4500 м на северо-востоке участка до -1500 м на западе. Вдоль западного края с юга на север контрактного участка проходит тектоническое нарушение и здесь формируется тектонически экранированная ловушка. Размеры последней по замыкающей изогипсе -1500 м составляют 10 x 8 км.

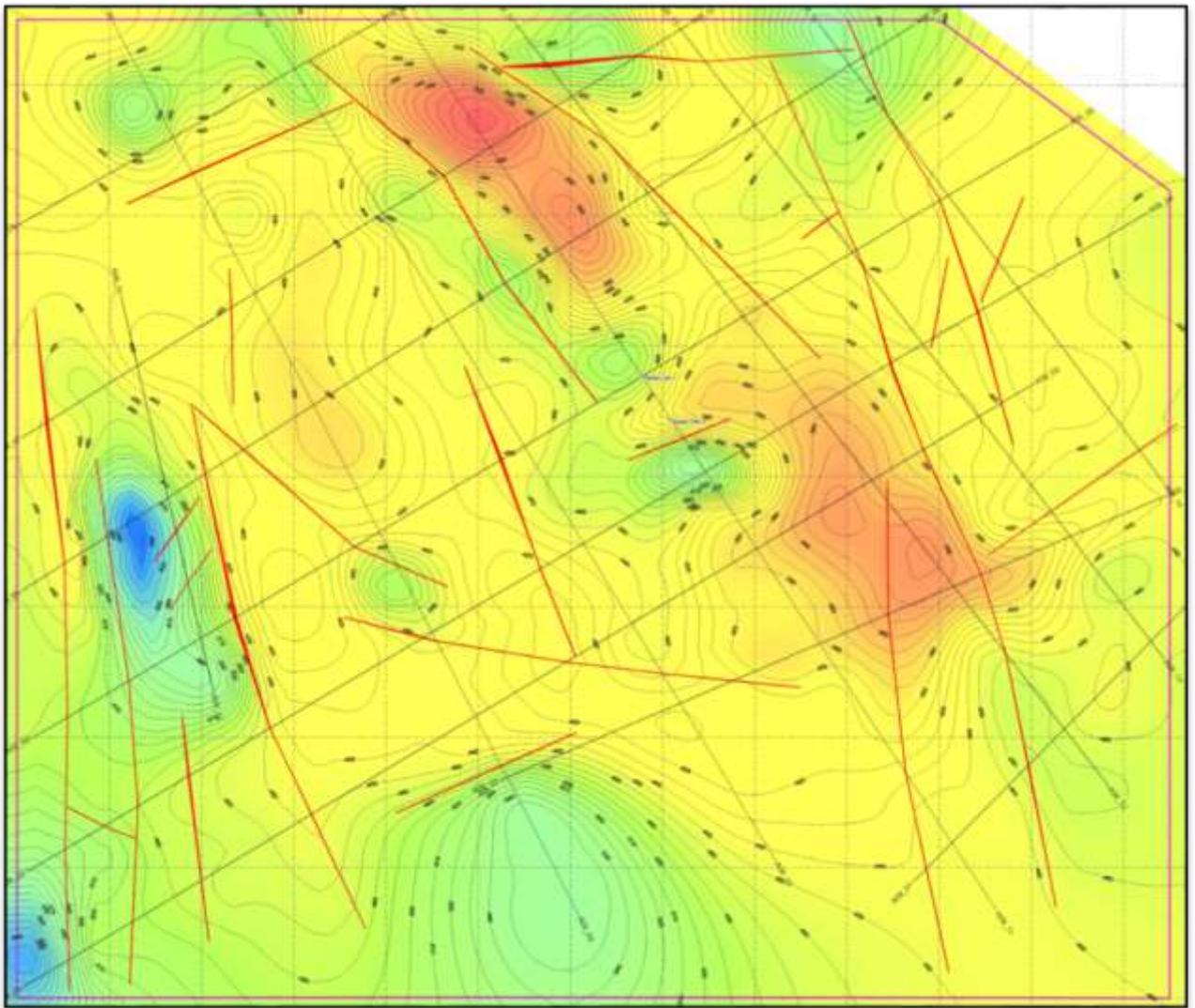


Рис. 4.2.5 Структурные карты по отражающим горизонтам PZ-1

По горизонту PZ-1 выделяются система, состоящая из двух поднятий, ограниченных тектоническими нарушениями. Северное поднятие оконтуривается изогипсой -400 м и имеет размеры 8,0х3,0 км. На поднятии выделяются два свода: северный и юго-восточный. Северный, более приподнятый, свод оконтуривается изогипсой -340 м, вершина свода залегает на глубине -290 м. Размеры свода 4,0 х2,1 км. Юго-восточный свод соответственно по изогипсе -340 м имеет размеры 2,5х1,2 км, амплитуду 15 м.

Южное поднятие имеет более сложную конфигурацию, оконтурено изогипсой -390 м и имеет размеры 10,0х4,5 км. Амплитуда поднятия 60 м. Свод поднятия тектоническим нарушением, который простирается с юга на север делится на две самостоятельные вершины: восточный- приподнятый и западный- погруженный. Восточная вершина, ограниченная тектоническим нарушением, по оконтуривающей изогипсе -360 м имеет размеры 2,5х3,0 км, амплитуду 40м. Западная вершина по оконтуривающей изогипсе -360 м

имеет размеры 3,0x5,0км, амплитуда 30 м. В пределах восточной вершины южного поднятия предполагается бурение скважины Т-2 глубиной 900 м.

К западу от описанной восточной системы поднятий устанавливается западная система поднятий, разбитая тектоническими нарушениями на блоки. Здесь выделяются три поднятия: северное, юго-западное и юго-восточное. Северное поднятие является самым значительным по размерам и по замыкающей изогипсе -410 м имеет размеры 10,0x3,0 км, амплитуду 20 м. Юго-западное поднятие образовано двумя сходящимися тектоническими нарушениями, образующими в плане острый угол.

При этом первое тектоническое нарушение, которое простирается с юга на север, отделяет поднятие от прогиба (грабена?), расположенного к западу от последнего. Второе нарушение имеет северо-западное простирание и отделяет северное поднятие от описываемого юго-западного. Размеры юго-западного поднятия по изогипсе -430 м составляют 7,5x2,5 км, амплитуда 20 м. Юго-восточное поднятие западной системы в плане представляет практически структурный нос, где выделяется небольшая малоамплитудная структура, оконтуренная изогипсой -410 м и имеющая амплитуду менее 10м. Размеры структуры 3,0x1,2 км. В пределах юго-восточного поднятия западной системы поднятий предполагается бурение скважины Т-1 глубиной 900 м.

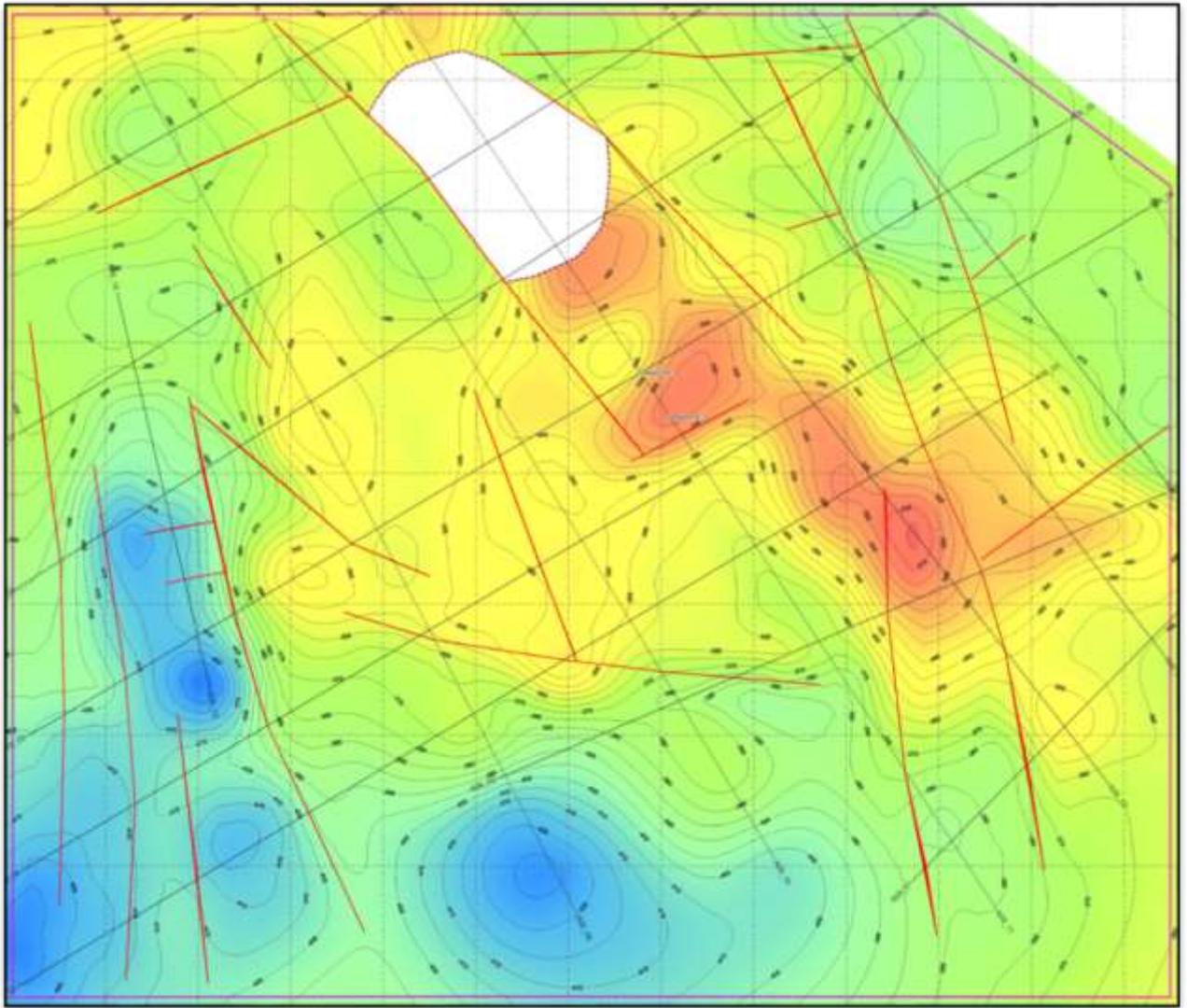


Рис. 4.2.6 Структурная карта по отражающему горизонту II-1

По вышележащим отложениям нижнего мела (отражающий горизонт II-1) отмечается согласное поведение структурной поверхности горизонта от поведения палеозойской поверхности по горизонту PZ-1. Так восточная система поднятий по горизонту II-1 носит унаследованный характер от рельефа по отражающему горизонту PZ-1, сохраняя те же морфологические черты горизонта PZ-1. Северное поднятие в связи с размывом сводовой части практически отсутствует. Южное поднятие по нижнему мелу разделяется на два отдельных свода: северный и юго-восточное. Северный свод оконтурен изогипсой -330 м и имеет размеры 4,0x2,0 км, амплитуду 20 м. На северном пробурены скважины 1-Р и 3-Р. Юго-восточный свод по оконтуривающей изогипсе -330 м имеет размеры 7,0x2,0 км, амплитуду 40 м.

Система западных поднятий по горизонту II-1 существенно выполаживается и состоит из двух поднятий: северного и юго-западного. Поднятия оконтуриваются изогипсами -355 м каждая и имеют незначительную амплитуду до 10 м. Размеры структур соответственно- северной -5,0x2,5 км, южной -2,0x1,7 км.

Таким образом, в пределах изученной сейсмическими исследованиями подготовлены с разной степенью достоверности структуры, представляющие поисковый интерес. Перспективность каждой из них по мезозойскому и палеозойскому комплексам во многом зависит от расположения их относительно путей миграции, размеров структур, качества пород-коллекторов и пород-покрышек.

Изучение строения восточной части контрактной территории и выявление на ней перспективных в нефтегазоносном отношении объектов является задачей настоящих исследований.

По востоку контрактного участка который пространственно примыкает к зоне Главного Каратауского разлома и является практически бортом Аксайской впадины приводятся описание тектонического строения южного замыкания Аксайской горст-антиклинали и Арыскупской грабен-синклинали и краткие характеристики локальных структурных поднятий с которыми связана нефтегазоносность данной зоны.

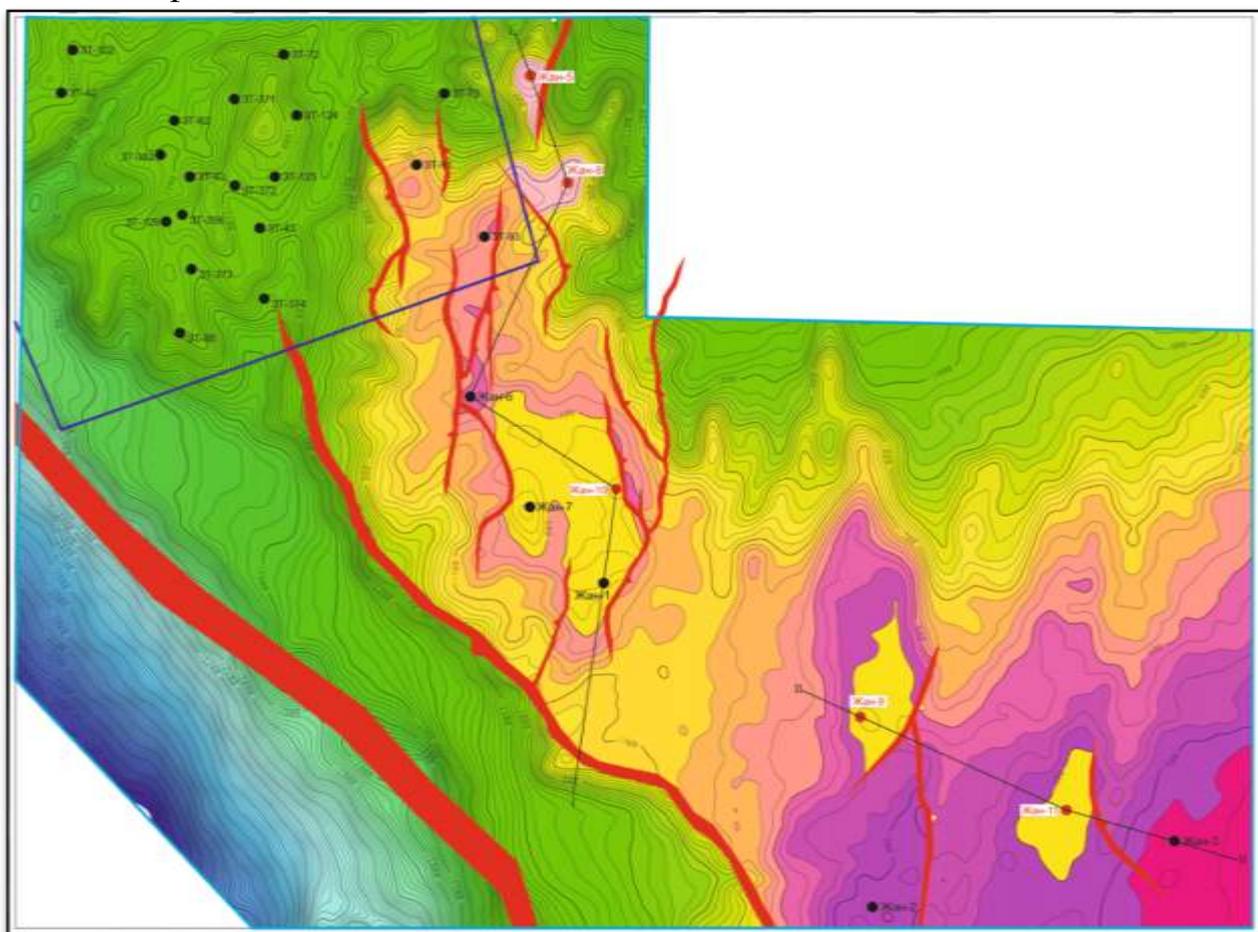


Рис.4.2.7 Схема строения поверхности палеозоя юго-восточного периферии Аксайской горст-антиклинали (участок месторождения Тузколь-Жанбырши)

Согласно сейсмическим исследованиям, поверхность палеозоя в пределах Аксайского горста представляет сочетание приподнятых и

погруженных зон (рис. 4.3.7). При этом отмечается высокая степень тектонической раздробленности поверхности фундамента на блоки. В результате наряду с палеозойскими выступами, сложенными выветрелыми породами и представляющими перспективные объекты, по вышележащим мезозойским отложениям отмечается наличие значительного числа антиклинальных и тектонически экранированных структур.

Наиболее значительной на Аксайском горсте является структура Тузколь - очень большая куполообразного строения на самой юго-восточной части контрактной территории. Размеры ее достигают 27x16 км. Здесь в своде верхний палеозой вскрыт на глубине 375 м. По нижнему мелу (K_{1a_1+ap}) структура имеет возможность формировать кольцевые ловушки на северной перекликали и юго-западном крыле, а также за пределами территории на северо-востоке в зоне примыкания к Западному Жамансу.

К юго-востоку от Тузколя на границе с контрактной территорией устанавливается структура Жанбырши. По кровле отражающего горизонта PZ площадь Жанбырши представляет собой поднятие, вытянутое в северо-западном направлении и по направлению с северо-запада на юго-восток постепенно расширяется.

На изученной части поднятия выделяются локальные куполовидные структуры, которые между собой разделены более низкими по отметке седловинами и разрывными нарушениями. Размеры палеозойских объектов небольшие и имеет размеры от 0,3x0,23 км до 0,9x0,6 км и амплитуды от 5 до 20 м.

По кровле отложений K_{1a_1} месторождения Жанбырши представляет собой поднятие, которая постепенно понижается в северо-западном направлении. Самая высокая отметка -240 м.

Таким образом предполагается, что в восточной, неизученной, части контрактной территории ТОО «Oil Tolling Capital» могут получить развитие аналогичные с Тузколь и Жанбырши локальные поднятия по палеозойскому и мезозойскому комплексам.

4.3. Нефтегазоносность

Южно-Тургайская нефтегазоносная провинция входит в число одних из основных нефтедобывающих регионов в Казахстане.

Нефтепоисковыми работами 80-90-х годов были разведаны основные промышленные месторождения Южно-Тургайской впадины, которые связаны с антиклинальными залежами.

Работы последних лет, выполненные на прилегающих территориях Южно-Тургайского прогиба, позволили уточнить ряд важных вопросов распределения углеводородного потенциала региона в целом и его отдельных областей, в частности.

Нефтегазоперспективные толщи сложены континентальными, преимущественно аллювиально-озерными образованиями, которые уже по своей генетической сущности являются резко изменчивыми, как по

мощности и площади распространения, так и по литологическому составу.

Основные перспективы поисков залежей нефти были связаны с юрскими и нижнемеловыми отложениями. В Арыскупском грабене расположены месторождения Арыскуп, Коныс, Бектас, Дошан и на севере - Майбулак. Нефтяные залежи приурочены к отложениям нижней и средней юры и неокому нижнего мела.

В непосредственной близости к контрактной территории расположено месторождение Жанбырши, которое является продолжением к Тузкольскому месторождению.

Месторождение связано с поднятием, где выделены 4 группы куполовидных структур: Северо-Западный, Центральный, Юго-Восточный и Жанбырши.

На месторождении Западный Тузколь установлены продуктивные горизонты турона-сенона (горизонт Т), верхнего альба-сеномана (горизонты М-а₁₃, М-а₁₃-1), среднего-нижнего альбского, аптского ярусов (горизонты А-1, А-1-1, А-1-2, А-1-3, А-1-4 и А-2), неокомского надъяруса (горизонты М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б, М-0-3-А, М-0-3-Б) и в образованиях домезозойского фундамента (горизонт РZ). При этом на Северо-Западном своде установлены 9 горизонтов, на Центральном -6, на Юго-Восточном -5, Жанбырши-5.

В литологическом отношении *продуктивные горизонты А-1, 2* сложены песчаниками, чередующимися с гравелитами. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, алевритистые, с небольшой примесью гравийного и мелкогалечного материала, среднесцементированные. Гравелиты серые, крупно-мелкообломочные, песчанистые, с примесью мелкогалечного материала размером до 20 мм, среднесцементированные.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов горизонта А-1, 2 изменяются в пределах: пористость – 7÷35,22%, среднее – 21,5; проницаемость - 0,252÷5014,252 мД, среднее – 1474,1.

Продуктивные горизонты М-0-1, 2, 3-А, Б представлены песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые с коричневым оттенком, алевритистые, от хорошо до плохо отсортированных. массивные, слабо сцементированные с прослоями алевролитов серых, слабосцементированных и песчаников серых, мелкозернистых, среднесцементированных. Аргиллиты зеленовато-серые, алевритистые.

По результатам анализов кернa фильтрационно-емкостные свойства по продуктивным горизонтам верхнего неокома изменяются в следующих пределах: пористость 4,1÷37,7%, среднее значение 21,2%, проницаемость - 0,010 ÷6285 мД, среднее значение равно 295,22 мД.

Флюидоупором над коллекторами являются глины и аргиллиты плотные, с прослоями алевролитов.

Продуктивный горизонт РZ, представлен конгломератами, переходящими в гравелиты. Конгломераты серые, средне-мелкогалечные, гравийные и песчанистые. Породы среднесцементированные,

несортированные. Гравелиты коричневато-серые, местами зеленовато-серые, мелко-крупнообломочные, песчанистые, с примесью мелкогалечного обломочного материала, среднесцементированные, несортированные. По результатам анализов кернa фильтрационно-емкостные свойства коллекторов по продуктивному горизонту PZ изменяются в следующих пределах: пористость $4,7 \div 15,1\%$, среднее значение $8,8\%$, проницаемость $0,48 \div 33,38$ мД, среднее значение равно $7,51$ мД;

В стратиграфическом отношении выявленные залежи нефти и газа связаны с отложениями верхней и нижнего мела (сеноманский, апт, альбский ярусы и неокомский надъярус), а также частично с выветрелой зоной домезозойского фундамента (протерозой- палеозойского возраста). Всего установлено 5 продуктивных горизонтов.

В своде месторождения Западный Тузколь дебиты нефти на 10мм штуцере изменяются от $1,77 \text{ м}^3/\text{сут}$ в скважине ЗТ-156 (горизонт А-1) до $199,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ в скважине ЗТ-47 (горизонт А-2). Более значительными дебитами характеризуются неокомские горизонты. Так из горизонта М-0-2-Б- залежь 1, в скважинах ЗТ- 2 и ЗТ-22, получены притоки нефти дебитами $31,5$ и $192,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 10мм штуцере, соответственно.

Из палеозойских отложений (горизонт PZ, залежь 1) получен приток нефти дебитами от $1,21 \text{ м}^3$ в скв. ЗТ-155 до $98 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 10мм шт. в скв. ЗТ-102. Из залежи 2 в скважине ЗТ-45 получен приток нефти с газом дебитами $40,86 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $101,584$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на 14мм шт., соответственно. В скважине ЗТ-54 получен приток нефти дебитом $5,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Залежь 3 (скв. ЗТ-56) -нефть дебитом $3,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. Залежь 4 (скв. ЗТ-63) - нефть дебитом $1,9 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На Центральном своде, установлена продуктивность неокомских горизонтов М-0-1-А; М-0-1-Б,1-2; М-0-2-А, 1-3; М-0-2-Б,1-4; М-0-3-А, 1-2. Из горизонта М-0-1-Б,1 приток нефти в скважине ЗТ-17 дебитом $72 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 10мм шт. В скважине ЗТ-6 дебит нефти составил $27,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит воды $32,8 \text{ м}^3/\text{сут}$

На Юго-Восточном своде установлена продуктивность идентичного комплекса неокомских горизонтов, что и на Центральном своде. Кроме того, установлена продуктивность палеозойского горизонта. В неокомских горизонтах дебит нефти изменяются от $2,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ в скважине ЗТ-77 (горизонт М-0-1-Б) до $197,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 10мм шт. в скважине ЗТ-121 (горизонт М-0-2-Б).

Из палеозойского горизонта PZ-залежь 1, получены притоки нефти и пластовой воды дебитами $73,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $38,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, соответственно (скв. ЗТ-90).

Месторождение (свод) Жанбырши характеризуется наличием продуктивных горизонтов верхнего альба-сеномана М-а₁₃ и среднего-нижнего альбского, аптского ярусов (горизонты А-1, А-1-1, А-1-2, А-1-3).

Горизонт М-а₁₃, залежь 1- приток газа дебитом $23,044$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на 12мм штуцере (скв. Ж-2).

Горизонт А-1-1, залежь 1- приток нефти и воды дебитами $4,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $12,1 \text{ м}^3/\text{сут}$. в (скв. Ж-6). Залежь 2- приток газа дебитом $90,719$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на

16мм шт. в (скважине Ж-1). Залежь 3- притоки нефти дебитами 4,2 м³/сут и 3,1 м³/сут. (скв. Ж-2).

Горизонт А-1-2 - приток газа дебитом 31,477 тыс.м³/сут на 10мм шт. в (скв.Ж-1).

Горизонт А-1-3, залежь 1- приток нефти, газа и воды на 12мм штуцере дебитами 5,56 м³/сут, 66,106 тыс.м³/сут и 44,3 м³/сут (скв. Ж-6). Залежь 2 - приток нефти дебитом 8,1 м³/сут. (скв. Ж-1).

Горизонт А-2 в скважине Ж-6, получен приток нефти с водой, дебит нефти 6,3 м³/сут, воды – 54,8 м³/сут.

Физико-химические характеристики нефтей и газов

Нефть из скважины Ж-1 в интервале 513-527м охарактеризована одной пробой. Плотность нефти – 0,939 г/см³, Содержания: серы - 0,25%, смол силикагелевых – 23,45 %, асфальтенов -0,35%, мех.примесей – 0,001%, парафин – 1,92%. Кинематическая вязкость при 50°С – 0,3 мкм²/с. Нефть залежи относится к классу малосернистых, подклассу смолистых, типу слабопарафинистых. Физические свойства нефти следующие: усадка – 0,0089%, коэффициент растворимости газа в нефти – 17,15 м³/м³.МПа, плотность нефти пластовой – 0,9393 г/см³, газосодержание – 0,33м³/т. Объемный коэффициент -1,009 (пересчетный коэффициент-0,991). Пластовое давление и температура составляют 4,9 МПа и 36°С.

Нефть скважины Ж-6 в интервале 462-465м. Плотность нефти – 0,950 г/см³, Содержания: серы - 0,31%, смол силикагелевых – 2,0 %, асфальтенов - 0,2%, мех.примесей – 0,008%, парафин отсутствует. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет 17 %, выход керосиновых фракций, составляет 35 %. Кинематическая вязкость при 50°С – 0,22 мкм²/с.

Нефть из скважины Ж-6 в интервале 552-562,5м. Плотность нефти – 0,946 г/см³, Содержания: серы - 0,35%, смол силикагелевых – 8,0 %, асфальтенов -0,4%, мех.примесей – 1,0%, парафин отсутствует. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет 7%, выход керосиновых фракций, составляет 20 %. Кинематическая вязкость при 50°С – 0,48 мкм²/с. Нефть залежи относится к классу малосернистых, подклассу смолистых, типу безпарафинистых.

В скважине ЗТ-42 отобрана проба нефти из интервала 900,7-905,3 м. Нефть легкая, плотность в поверхностных условиях составляет 0,809 г/см³. Содержания: серы – 0,054%, смол силикагелевых – 2,0%, асфальтенов – 0,08%, механических примесей – 0,02%, парафина – 10,41%. Величина температуры вспышки -18°С, температуры застывания +15°С. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет 32 %, выход керосиновых фракций – 50%. Кинематическая вязкость при 50°С равна 3,61 мкм²/с. Нефть продуктивного горизонта М-0-1-А относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых. Объемный коэффициент -1,2398 (пересчетный коэффициент 0,8071), газосодержание – 87,06м³/т, усадка – 19,34%, динамическая вязкость – 1,961мПа·с,

коэффициент растворимости газа в нефти – 21,55 м³/м³МПа. Пластовое давление 7,67 МПа, температура 42°С.

Состав растворенного газа, в основном, метановый. Содержание метана составляет - 27,21 %, этана – 26,02 %, пропана – 21,48 %, бутанов – 16,05 %, пентанов – 5,71%, гексана+высших гомологов – 1,92%. Сероводород отсутствует. Содержание азота составляет 1,54 %, углекислого газа – 0,082 %. Удельный вес газа по отношению к воздуху составляет 1,569 кг/м³. газосодержание – 87,06м³/т, усадка – 19,34%, динамическая вязкость – 1,961мПа·с, коэффициент растворимости газа в нефти – 21,55 м³/м³МПа. Пластовое давление 7,67 МПа, температура 42°С.

В скважине ЗТ-22 отобрана проба нефти из интервала 1123-1131 м. Нефть легкая, величина плотности в поверхностных условиях составляет 0,801 г/см³. Содержания: серы – 0,084%, смол силикагелевых – 1,9%, асфальтенов – 0,08%, механических примесей – 0,0085%, парафина – 11%. Величина температуры вспышки -20°С, температуры застывания +5°С. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет 33%, выход керосиновых фракций – 50%. Кинематическая вязкость при 50°С равна 3,18 мкм²/с. Нефть относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Состав растворенного газа, в основном, пропановый. Содержание метана составляет - 9,15 %, этана – 15,85 %, пропана – 40,93 %, бутанов – 22,5 %, пентанов – 7,84%, гексана+высших гомологов – 2,35%. Сероводород отсутствует. Содержание азота составляет 1,16 %, углекислого газа – 0,22 %. Удельный вес по отношению к воздуху составляет 1,9278 кг/м³.

Величина плотности нефти из палеозойских отложений в поверхностных условиях из скважины ЗТ-91 - 0,808 г/см³. Содержания: серы - 0,20%, смол силикагелевых – 2,0 %, асфальтенов -0,21%, парафина – 11,2 %. Величина температуры вспышки -20°С, температуры застывания +2°С. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет в среднем 17 %, выход керосиновых фракций, составляет в среднем 39 %. Кинематическая вязкость при 50°С – 2,02 мкм²/с. Физические свойства нефти, следующие: усадка – 4,54%, динамическая вязкость – 1,1782 мПа·с, коэффициент растворимости газа в нефти – 2,49 м³/м³ МПа, плотность нефти поверхностной – 0,9313 г/см³, газосодержание – 13,96м³/т. Объемный коэффициент -1,0476 (пересчетный коэффициент-0,954). Пластовое давление и температура составляют 7,86 МПа и 51°С. Состав газа, в основном, метановый. Содержание компонентов составляет в среднем: метана - 49,62 %, этана – 18,34 %, пропана – 16,49 %, бутанов – 8,97%, пентанов – 3,68 %, гексана+высшие гомологи – 1,71 %. Сероводород отсутствует. Содержание азота составляет 1,28 %, углекислого газа – 0,68 %. Удельный вес газа по отношению к воздуху составляет 1,1401 кг/м³.

Таблица 4.3.1

Результаты опробования и исследования скважин

№ скв. площ	Интервал перфорации, м	Возраст	Диаметр штуцера, мм	Дебит			Газосодержание, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Плотность в пластовых условиях		
				Нефти, т/с	Газа, м ³ /с	Воды, м ³ /с				Плотность на устье, г/см ³		
										нефти	газа	воды
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ж-6	462-465	альб	10	4,7		12,1				0,950		
Ж-1	513-527			8,1			0,33	4,9	36°	0,939		
Ж-6	552-562,5			5,56	66000	44,3				<u>0,9393</u> 0,946		
ЗТ-42	900,7-905,3	неоком	10	39,4 м ³			87,06	7,67	42°	<u>0,809</u> 0,8155		
ЗТ-22	1123-1131	неоком	10	126 м ³			70,3	9,66	58°	<u>0,7436</u> 0,801		

Продолжение таблицы 4.3.1.

Содержание в нефти, вес. %			Состав газа, % по объему								
смола	асфальтенов	парафина	метан CH ₄	этан C ₂ H ₆	пропан	бутан	пентан	сумма тяжелых углев.	CO ₂	H ₂ S	редкие
16	17	18	19	20	21	22					
2,0	0,2	-									
23,45	0,35	1,92									
8,0	0,4										
2,0	0,08	10,41	27,21	26,02	21,48	16,05	5,71	1,92	0,082	Отсутствует	
1,9	0,08	11	9,15	15,85	40,93	22,5	7,84	2,35	0,22	Отсутствует	

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

В разрезе Южно – Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно – гидрокарбонатно – хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт – альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосоленоватых вод в бортах Арыкумского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне - до высоко минерализованных вод хлоридно–натриево–кальциевого состава во внутренней части бассейна. Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации паводковых вод. Средняя зона также характеризуется свободным водообменом и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 92 г/л. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

Физико-химические характеристики пластовых вод изучены детально вне пределов разведочной площади на прилегающем к контрактной территории месторождении Жанбырши, здесь установлен **сенон-туронский водоносный горизонт** верхнего мела, который развит по всему Сырдарьинскому бассейну и содержат чистую хорошую питьевую воду, используемую в Южно-Казахстанской и Кызылордынской областях как основной источник водоснабжения населенных пунктов. Пластовые воды данного горизонта имеют плотность равной 1,0 г/см³, общую среднюю минерализацию 6,64 г/л, что также является повышенным для питьевой воды; РН - 8,3, жесткость – 8,7. Содержание (г/л): хлоридов -3,27, гидрокарбонатов – 0,763, сульфатов – 0,178, кальция – 0,08, магния – 0,056 и натрия+калия – 2,29. В составе воды обнаружены железа –5,2 мг/л, бария – 468,2 мг/л и мехпримеси 0,038 мг/л. Температура воды равна 22,2°С.

Воды **верхнего альб –сеноманского горизонта** нижнего и верхнего мела характеризуются следующим составом: содержания анионов и катионов

(в г/л)-хлоридов – 3,4, сульфатов – 0,427, гидрокарбонатов – 0,361, кальция – 0,19, магния – 0,3, натрия+калия 0,176, общая минерализация – 6,451. Плотность воды 1,001 г/см³, РН – 6,21, жесткость 34. Воды горизонта содержат бария – 496,2 мг/л, железо – 249,6, мехпримеси – 0,858%. Температура воды 20°С.

Пластовые воды отложений **апт-альбского ярусов нижнего мела** содержат анионов и катионов из скважин (в г/л): хлоридов – 2,71, сульфатов – 0,188, гидрокарбонатов – 0,56, кальция – 0,224, магния – 0,177, натрия+калия – 2,765, общая минерализация – 8,718. Плотность воды 1,018 г/см³, РН – 6,7, жесткость 15. Воды горизонта содержат барий – 392 мг/л. Температура воды 24,8°С.

По продуктивному горизонту PZ воды из скважины Ж-6 (интервал 750-752м) имеют следующий химический состав воды, следующий (в г/л): хлоридов – 40,25, сульфатов – 0,048, гидрокарбонатов – 0,214, кальция – 4,72, магния – 1,296, натрия+калия – 18,298, общая минерализация – 64,825. Плотность воды 1,04 г/см³, РН – 6,8, жесткость 344. Воды горизонта содержат барий – 957,2 мг/л.

Все вышеописанные пластовые воды свода Жанбырши по составу близки к питьевым водам, но из-за высокого аномального содержания бария, связанное, по всей вероятности, расположением в нефтегазоносном бассейне и наличием легкорастворимых соединений бария (хлориды, нитриты, нитраты, сульфиды и др.), которые токсичные, не используются как питьевая вода.

Возможность использования пластовых вод

Пластовые воды для получения микроэлементов в промышленных целях непригодны.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон-сенонских водоносных комплексов.

5.Методика и объем проектируемых поисковых работ

5.1 Цели и задачи поисковых работ

В пределах изучаемой территории до настоящего времени не установлены сколь-нибудь значимые по запасам залежи нефти и газа, что обусловлено слабой изученностью территории с одной стороны и отрицательной оценкой перспектив на нефть и газ бортовых зон Арыскупского прогиба. Наличие признаков нефти и газа в картировочных, структурных и глубоких скважинах на поднятии Жосалы в отложениях

палеозоя и мезозоя позволяют оценивать как вероятную на наличие залежей нефти и газа западную часть контрактной территории (площадь Амир). Также положительно оцениваются перспективы восточной части разведочной площади, которая располагается вдоль борта Арыкумской грабен-синклинали и Аксайскому горсту, где установлен ряд нефтегазовых месторождений Западный Тузколь, Жанбырши.

Слабая изученность территории геолого-геофизическими исследованиями определили и вторую проблему – отсутствие фонда структурных и/или ловушек неструктурного типа по палеозойскому и мезозойскому комплексам. Проведенные сейсмические работы в 2008-2009 году предыдущим недропользователем в пределах западной части контрактной территории (площадь Амир) позволили установить, что по палеозойскому и мезозойскому комплексам здесь находят развитие объекты, с которыми связаны перспективы обнаружения залежей нефти и газа. Однако проведенными буровыми работами положительных результатов не получено.

В связи с этим на основе сейсмических исследований 2Д планируется проведение гелиевой съемки и бурение 2 (двух) поисковых скважин глубиной 900 м \pm 250 м каждая.

Геологические задачи, которые решаются в процессе бурения: изучение литологии и стратиграфии разреза, привязка сейсмических отражающих горизонтов и их стратификация, изучение нефтегазоносности разреза, изучение гидродинамических и емкостно-фильтрационных характеристик пластов-коллекторов.

Целевым назначением проектируемых работ на контрактной территории ТОО «Oil Tolling Capital» является поиски залежей нефти и газа в отложениях палеозоя и нижнего мела.

5.2 Обоснование объемов и сроков проведения гелиометрические работ

Для решения геологических задач выбор настоящим проектом предусматривается проведение гелиевой съемки для определения концентрации гелия в подпочвенном слое.

В качестве инструмента имеет серьезное физико-геологическое обоснование: в современных глубинных флюидах (газовых потоках), главными компонентами которых обычно являются глубинный (неатмосферный) азот, CO₂, CH₄ и другие УВ – газы, гелиеносность очень высокая и составляет от 0,1 до 10% об. Изменение степени вертикальной проницаемости разреза, тектонических нарушений и характеристик трещинных коллекторов, находит отражение в изменении концентрации гелия в подпочвенном слое.

В основе теории геохимических поисков, где одним из методов является газовая съемка, лежит представление о фильтрационно-диффузионном массопереносе газов, в том числе и углеводородных, и жидких низкомолекулярных углеводородов от залежей к поверхности Земли.

Реальность этого сложного процесса подтверждается частым наличием газовых аномалий над месторождениями в неглубоко залегающих горизонтах надпродуктивных отложений, а также в подпочвенных образованиях в зонах распространения тектонических нарушений, на участках тектонической трещиноватости пород.

Основным механизмом миграции гелия из недр к поверхности земли является массоперенос (фильтрация) с газом-носителем или с потоком подземных вод. Этот вид миграции позволяет гелию перемещаться на большие расстояния за короткие сроки (скорость этого процесса варьирует от 1 до 1000 м в сутки).

Гелий – благородный газ, химически инертен, не сорбируется породами и не образует соединений с другими химическими элементами. Способность гелия к миграции выше, чем у остальных газов, кроме водорода.

Гелий не имеет биогенного происхождения в отличие от большинства газов (метан, водород, углекислый газ). Он образуется в результате радиоактивного распада элементов U-Th ряда. Существуют два первичных источника гелия: мантия и породы земной коры. Главными источниками гелия являются радиоактивные горные породы – породы кристаллического фундамента (основной вклад в генерацию гелия), а также глины и обогащенные ОВ (органическим веществом) породы.

В осадочный чехол гелий из фундамента поступает за счет фильтрации по трещинным тектоническим нарушениям. По мере удаления от фундамента концентрация гелия в газовых залежах уменьшается. Распределение стационарного потока гелия в осадочном чехле определяется близостью и возрастом фундамента (источник и время генерации гелия), а также общей проницаемостью чехла.

По мере удаления от фундамента и приближения к поверхности земли определяющим фактором формирования гелиевых аномалий становятся флюидоупоры осадочного чехла и **сформированные залежи нефти и газа**.

Фундаментальным для прогноза залежей нефти и газа по гелию является факт, что растворимость гелия в нефти на порядок больше чем в воде. Средние концентрации гелия в растворенном состоянии составляют: в подземных водах (пластовые воды нефтегазоносных бассейнов) – 0,65 мл/л; в нефти – 7 мл/л (рис.5.2.1); в поверхностных водах (океаны, озера) – 0.00004 мл/л. Средние концентрации гелия в смеси газов составляют 300 – 1300 ppm в залежах свободных газов (рис.5.2.2). Средняя концентрация гелия в приповерхностном воздухе атмосферы 5,2 ppm (0.00052 об. %).

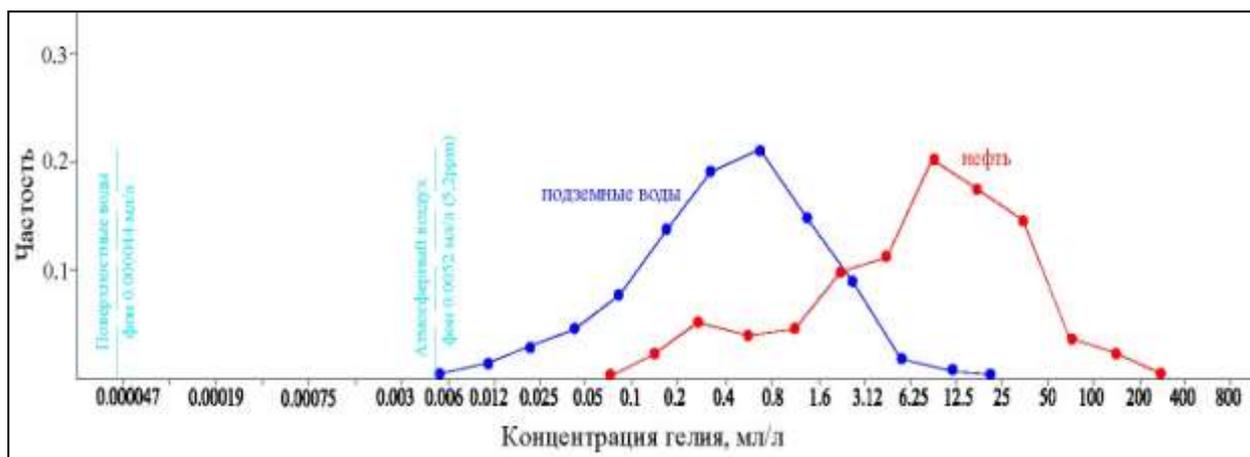


Рис. 5.2.1 Распределение концентраций гелия в подземных водах и нефти (гелий в растворенном состоянии), А.Н.Воронов, В.П.Якуцени,1968.

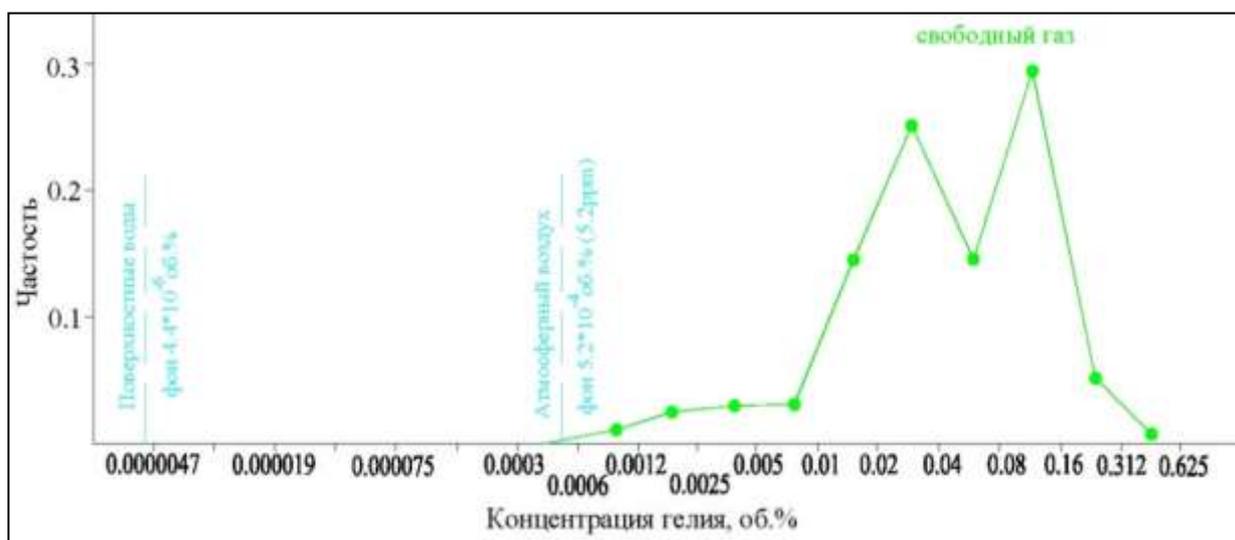
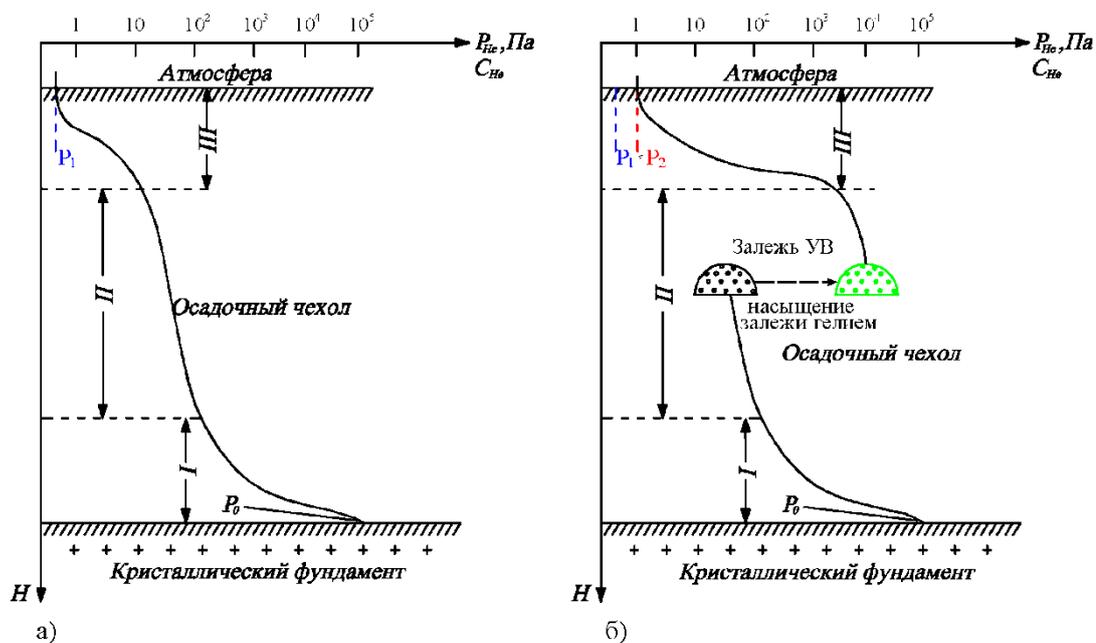


Рис.5.2.2 Распределение концентраций гелия в свободном газе (гелий в газовой смеси).

Когда на пути восходящего гелиевого потока находится залежь УВ, ассимиляция (поглощение) гелия нефтью и водой происходит пропорционально растворимости гелия в этих средах – в нефти растворимость гелия на порядок выше, чем в воде.

Вертикальный профиль концентраций гелия, в случае с наличием в разрезе залежи углеводородов (рис.5.2.3, б), будет существенно отличаться от профиля без залежи (рис.3, а). В случае (б) залежь будет насыщаться гелием и профиль концентраций гелия в этой части разреза будет сдвигаться в сторону увеличения концентраций.



- P_1 - парциальное давление гелия в поверхностных условиях (без залежи УВ, а)
 P_2 - парциальное давление гелия в поверхностных условиях (с залежью УВ, б)
 P_0 - исходное (максимальное) парциальное давление гелия в восходящем потоке
 I - зона высоких концентраций (парциальных давлений) гелия - проникновение гелия из кристаллического субстрата;
 II - зона уменьшения гелиевых концентраций;
 III - зона интенсивного водогазообмена - выравнивание концентраций гелия до величин, известных для атмосферы

Рис. 5.2.3 Принципиальное строение вертикального профиля концентраций гелия в осадочном чехле: а) без залежи УВ; б) с залежью УВ в разрезе.

Методика полевых гелиометрических исследований

Полевое определение концентрации гелия производится в атмосферном воздухе на точках наблюдения и в специально подготовленных шпурах-скважинах глубиной 900±30 мм, диаметром 12 мм.

Измерения на точке выполняются в следующей последовательности:

- измерение в атмосферном воздухе;
- измерение в шпуре;
- измерение в атмосферном воздухе (проветривание).

Проходка шпуров осуществляется вручную, путём вбивания металлического стержня кувалдой или с применением электроударного инструмента (аккумуляторный перфоратор Hilti TE 30-A36 или аналог). Измерения в шпуре производятся незамедлительно после его проходки. Измерение в шпуре производится с использованием обсадной трубы, перфорированной снизу.

Измерения содержания гелия осуществляются в автоматическом режиме, с применением программного обеспечения. Данные измерений сохраняются в текстовом формате (*.txt). Кроме информации о содержании гелия и координатах точек наблюдений в нем содержатся данные о дате и

времени измерений, температуре прибора, а также ряд параметров, относящихся к работе GPS-модуля.

Навигационное обеспечение работ выполняется с использованием систем спутникового позиционирования – GPS-навигаторов Garmin, Globalsat, U-Blox, Navilock, встроенного навигационного модуля Panasonic CF-19; используемая система координат – WGS 84.

Камеральные работы

Камеральные работы при обработке данных мониторинговых наблюдений включает:

1. Формирование дискретных временных рядов **содержаний гелия, вариаций содержаний гелия в цикле** по мониторинговым наблюдениям на стационарном объекте (для двух приборов).

2. Формирование непрерывных временных рядов **содержаний гелия, вариаций содержаний гелия в цикле** путем интерполяции дискретных значений между циклами измерений (для двух приборов).

3. Нормирование непрерывных временных рядов **аномалий содержания гелия и вариаций содержаний гелия в цикле** на стандартное отклонение в интервале каждого дня наблюдений, нормирование непрерывных временных рядов **содержания гелия** на стандартное отклонение во всём временном интервале мониторинга (для двух приборов).

4. Выявление скрытой периодичности временных рядов **содержаний гелия** по мониторинговым наблюдениям на стационарном объекте.

5. Выбор компетентного мониторингового прибора для расчета мониторинговых поправок к полевому наблюдению.

Завершающая стадия обработки данных: нахождение приращения параметров наземной гелиевой съёмки (содержания гелия, аномалий содержания гелия, вариаций содержания гелия в каждой координатной точке) относительно синхронных им аналогичных параметров мониторинговых наблюдений и построение карт, выполненное с учётом рассчитанных приращений. Операция осуществлена **в единицах стандартного отклонения** для наземной съёмки и мониторинговых наблюдений.

При интерпретации материалов, полученных при гелиевой съёмке, будут исходить из того, что **повышенные концентрации, положительные аномалии и контрастные вариации по гелию являются индикаторами зон высокой нефтегазонасыщенности целевого объекта** – зон высокой проницаемости, естественного дренирования продуктивного разреза – тектонических зон растяжения. **Пониженные значения содержаний гелия, отрицательные аномалии и слабые вариации по гелию являются индикаторами низкой нефтегазонасыщенности, низкой проницаемости целевого объекта и зон высокой изолированности залежи, разреза, отсутствия**

дренажа наиболее эффективными коллекторами – т.е. индикаторами тектонических зон сжатия.

Комплексирование полученных данных с имеющимися скважинными, сейсмическими и другими геолого-геофизическими материалами.

Скважинные, сейсмические и другие геолого-геофизические материалы предоставляются Исполнителю после публикации материалов гелиевой съемки: карт наблюденного гелиевого поля, карт гелиевых аномалий, карт вариаций гелиевого потока в каждой точке наблюдений.

В результате будут обоснованы оптимальные точки для заложения поисковых скважин для открытия залежей.

Гелиометрическая съемка предусматривается провести в восточной части участка Такырсай в объеме 500 физических точек, шагом 300х300м. На рис. 5.2.4 показано расположение проектных участков и точек гелиевой съемки.

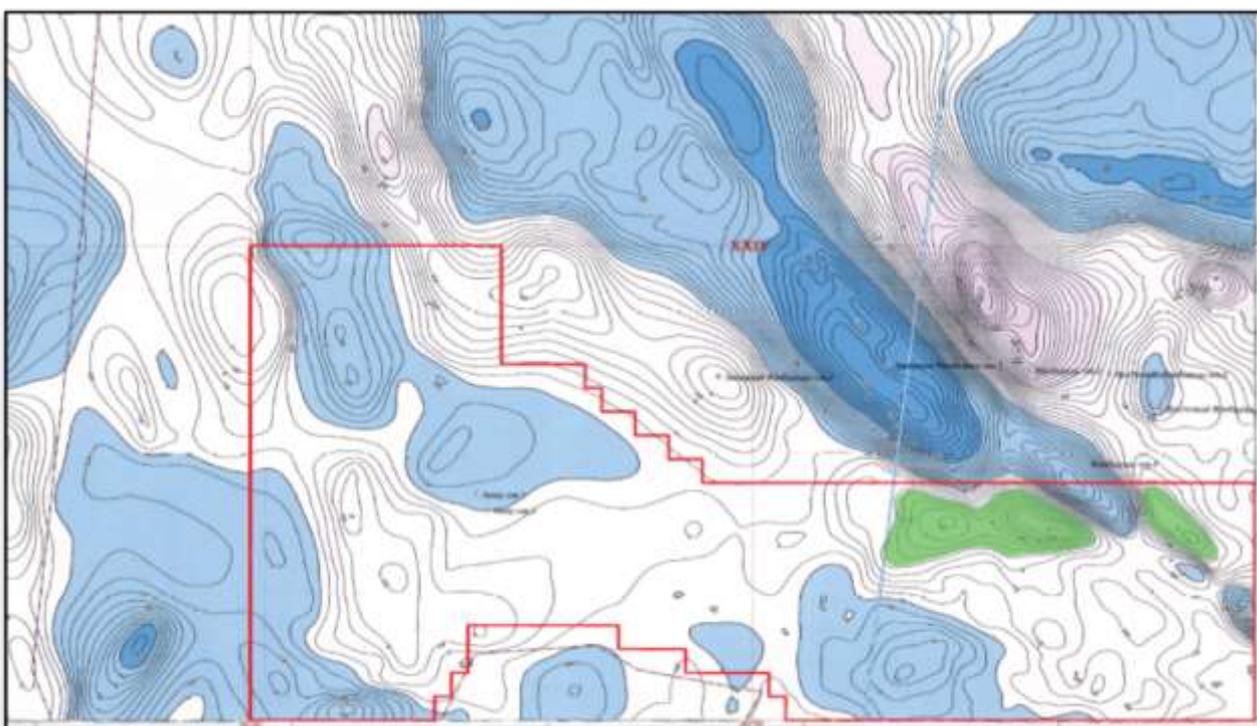


Рис. 5.2.4 Расположение проектных участков и точек гелиевой съемки

5.3. Система расположения поисковых скважин

В пределах контрактной территории ТОО «Oil Tolling Capital» на участке Такырсай будет проведено бурение 2 двух независимых скважин Т-1 и Т-2 глубиной 900 ± 250 м каждая. Основной задачей являются поиски залежей нефти и газа, изучение нефтегазоносности разреза, гидродинамических и емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов.

Скважина Т-1 – поисковая, независимая, проектируется на сейсмическом профиле А09-05, пикет 727, проектная глубина-900 м±250 м, проектный горизонт-палеозой, с целью поисков залежей нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях.

Скважина Т-2 – поисковая, независимая, проектируется на сейсмическом профиле А09-12, пикет 1563, проектная глубина-900 м±250 м, проектный горизонт-палеозой, с целью поисков залежей нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях.

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 соседних месторождениях. Осложнений при проводке скважины типа обвалов пород, поглощений промывочной жидкости, прихватов бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось. Таким образом, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо-и водопроявления.

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

Скважины, вскрыв проектную глубину, выполняют свое целевое назначение - получение притоков нефти из целевых отложений. В случае отсутствия притоков УВ, скважины уточнят геологическое строение в пределах исследуемого участка Такырсай.

Таблица 5.4.1

Геологические условия проводки скважины

№ скв	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфия	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина			по твердости кгс/см	по абразивности	давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Т-1	0	190	190	Кайнозой-четвертичн. Kz-Q	глины, мергели, пески, песчаники, алевролиты	10-40	2-4	1,2	22	

	190	310	120	Нижний- верхний мел Альб- сеноман K ₁₋₂	глины, алевролиты песчаники	10- 40	4	4,0	25	
	310	440	130	Апт- альбский K _{1a-a1-2}	пески песчаники. гравелиты, глины	10- 40	4	4,5	27	
	440	480	40	Верхний+ нижний неоком K _{1nc2+} K _{1nc1}	алевролиты, глины, песчаники	10- 40	4-7	5,9	29	
	480	900	420	Pz	метаморфиз- ованные песчаники, гнейсы, сланцы, известняки, доломиты.	50- 150	8	9,5	38,7	
Т-2	0	200	200	Кайнозой- четвертич- ный Kz-Q	глины, мергели, пески, песчаники, алевролиты	10-40	2-4	1,2	22	
	200	330	130	Нижний- верхний мел Альб- сеноман K _{1-2 a13-s}	глины, алевролиты песчаники	10- 40	4	4,0	25	
	330	410	80	Апт- альбский K _{1a-a1-2}	пески песчаники. гравелиты , глины	10- 40	4	4,0	26	
	410	420	10	Верхний+ нижний неоком K _{1nc2+} K _{1nc1}	алевролиты, глины, песчаники	10- 40	4-7	4,2	27	
	420	900	480	Pz	метаморфиз- ованные песчаники, гнейсы, сланцы, известняки, доломиты.	50- 150	8	9,5	38,7	

**Ожидаемые осложнения при бурении поисковых скважин
скважина Т-1**

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	0-190	Kz-Q	Осыпи, водопроявления	Снижение плотности бурового раствора
2	120-310	K ₂ K ₁₋₂ al _{3-s} Альб-сеноман	Водопроявления	
3	310-440	Апт-альбский K _{1a} -al ₁₋₂		
4	440-480	Верхний+ нижний неоком K _{1nc2} + K _{1nc1}	Нефтегазопроявления	
5	480-900	Pz	Поглощения	Трещиноватость, карсты

скважина Т-2

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	0-200	Kz-Q	Осыпи, водопроявления	Снижение плотности бурового раствора
2	200-330	K ₂ K ₁₋₂ al _{3-s} Альб-сеноман	Водопроявления	
3	330-410	Апт-альбский K _{1a} -al ₁₋₂		
4	410--420	Верхний+ нижний неоком K _{1nc2} + K _{1nc1}	Нефтегазопроявления	
5	420-900	Pz	Поглощения	Трещиноватость, карсты

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Таблица 5.5.1

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов для обработки
		Плотность, г/см ³	Вязкость, сек.	СНС	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-250	Природный глинистый	1.08-1.12	45-50	17/45	4-5	9	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Биокарбанат, Лимонная кислота
250-900	Полимерный с KCl	1,08-1,14	35-40	15/27	3-4	8-9	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Биокарбанат, Лимонная кислота, Биолоуб LVL, SC-135.

5.6 . Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважин должна обеспечить надежную проводку скважины, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, противовыбросовую безопасность, проведение комплекса геофизических исследований и отбор керна. В целях снижения репрессии на продуктивные пласты и минимизации зон кольматации при вскрытии коллекторов предлагается техническую колонну спустить до кровли апт-альбского горизонта и вскрытие продуктивных пластов проводить на полимерном растворе. Конструкция скважины приводится в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1

Рекомендуемая типовая конструкция для проектных скважин

№ № п/ п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	324	Д	20	Цементируется до устья	С целью перекрытия пресных водоносных пластов

2	Кондуктор	245	Д	250	Цементируется до устья	С целью снижения репрессии на пласт и минимизации зон кольматации, и установки ПВО
3	Эксплуатационная колонна	168	Д	900	Цементируется до устья	С целью разобщения продуктивных горизонтов

5.7 Оборудование устья скважин

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора 245мм на устье скважины устанавливаются превенторы, соответственно расчетным пластовым давлениям. Характеристика ПВО приведена в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1.

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
1	2	3	4	5
ОП43-230/80x21	210	138	1	245
ППГ-230x21-2шт	210	210	2	245
ПУГ-230x21-1шт	210	210	1	
ОКК-21x168x245ХЛ АФК1-65/65Х21	210 210	210		168

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

5.8.1. Отбор кернa и шлама в проектных скважинах

Геологические исследования в процессе бурения сводятся к отбору шлама, кернa по продуктивным горизонтам и отбору образцов на петрофизические исследования, наблюдению за поглощениями промывочной жидкости и нефтегазопроявлениями, соблюдением параметров глинистого раствора.

Отбор кернa осуществляется в скважинах из предполагаемых продуктивных отложений нижнемелового, юрского и палеозойского возраста

для изучения литолого-фациальной характеристики пластов, их коллекторских свойств, нефтегазоносности, уточнения возраста пород. При вскрытии продуктивной толщи отбор керна производится сплошным отбором до полного прекращения признаков УВ. Интервалы отбора керна запроектированы с учетом изученности разреза в данном регионе и в соответствии с методическими указаниями по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов. Проектом определены ориентировочные интервалы отбора керна из перспективных интервалов разреза, которые будут корректированы в процессе бурения скважин. Отбор керна производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных участков разреза, а также при проявлениях прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения – и в других изначально не предусмотренных участках разреза. Таким образом, в процессе бурения интервалы отбора керна будут уточняться по результатам ГИС и признакам проявления углеводородов по газовому каротажу.

Общий объем отбора керна в скважине Т-1 - 80 м, в скважине Т-2 - 100 м. Всего по 2-м скважинам – 180 м, что составляет 10% от общей проходки скважин (1800 п.м.)

Отбор керна рекомендуется производить с помощью керноотборочных снарядов «Недра», буровыми головками К212,7/80СЗ или зарубежными аналогами типа «Кобра» с буровыми головками 215,9/101,6 с использованием фиброглассовых грунтоносов. Интервал отбора керна предусматривается по 20 м. Вынос керна планируется не менее 90% от каждого долбления с отбором керна. Консервация керна осуществляется разрезанием фиброглассовых грунтоносов длиной по 1 метру и перед закрытием обоих концов, керн из перспективных интервалов должен быть детально и послойно изучен и описан, по концам снабжены этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины, номер образца, интервал отбора.

Полное описание образцов осуществляется в лабораторных условиях.

Отбор шлама начинается с глубины башмака кондуктора и продолжается через каждые 5 м проходки, а в случае проявления признаков углеводородов отбор шлама необходимо производить через 1 м проходки скважины. Отобранный шлам должен быть изучен через микроскоп и описан на месте с определением ЛБА.

В процессе бурения ведется тщательное наблюдение за нефтегазопоявлениями – появлением пленок нефти или пузырьков газа в восходящем потоке бурового раствора.

При испытании продуктивных горизонтов, в случае получения промышленных притоков нефти и газа производится отбор проб флюидов на физико-химический анализ, а также отбирается проба воды при водопроявлениях в процессе испытания.

Сведения о предполагаемых интервалах отбора керна и шлама в проектируемых скважинах приведены ниже в таблице 5.8.1.1.

Предполагаемые интервалы отбора керна

Скв Т-1				Скв Т-2			
Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
440-460	20	K ₁		310-330	20	K ₁	
490-520	20	Pz		420-440	20	Pz	
600-620	20	Pz		500-520	20	Pz	
700-720	20	Pz		580-600	20	Pz	
				680-700	20	Pz	
	80				100		

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

Геофизические и геохимические исследования, предусмотренные в настоящем проекте, включают в себя постоянный контроль установкой станции геолого-технологического контроля (ГТИ) и выполнение обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований. Комплекс ГИС включает электрометрические, акустические, радиометрические методы исследований, а также газовый каротаж, геохимические исследования и отбор проб флюидов. Геофизические исследования продуктивной части разреза должны проводиться с применением западных технологий и геофизических приборов западного образца.

После спуска и цементировки колонн предусматривается оценка качества цементирования акустическим методом. Прострелочно-взрывные работы производятся с помощью перфораторов на НКТ, с привязкой их по ГК по глубине к интервалу вскрытия объекта, а контроль результатов перфорации - локатором муфт.

Общие геофизические исследования в масштабе 1:500 выполняются по всему разрезу, вскрытому бурением. Они обеспечивают:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;

привязку по глубине интервалов перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования ГИС в скважинах в масштабе 1:200 выполняются в перспективных на нефть и газ интервалах. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробование, керновые данные и др.) они обеспечивают:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине;
- детальную литологическую характеристику каждого пласта, выделение коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости;
- разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;
- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

Предусматривается следующий комплекс геофизических исследований (таблица 5.8.2.1).

Таблица 5.8.2.1

№№ п/п	Виды исследований	Масштаб	Интервалы исследований
1	2	3	4
В открытом стволе			
1	<u>Стандартный электрический каротаж:</u> один зонд (кровельный), ПС, ГК, АК, НГК, кавернометрия, инклинометрия с точками замера через 25 м.	1:500	20-250
2	<u>Полный комплекс ГИС:</u> один зонд ПС, ГК, АК, НГК, кавернометрия, резистивиметрия, инклинометрия с точками замера через 25 м, термометрия БКЗ (5зонда), МК, МБК, БК, ИК, ГГК-П, кавернометрия, микрокавернометрия, резистивиметрия, термометрия	1:200 1:500 1:500	250-900
3	ГТИ (Газовый каротаж)	1:200	20-900
В обсаженной скважине			
4	Термометрия (ОЦК), акустический цементомер АКЦ, ГК и ЛМ	1:500 1:200	20-250 0-900
5	Определение профиля и характера притока: ГК, ЛМ (для привязки), термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия, термоиндикатор притока, механическая расходомерия, оптические датчики газосодержания (комплекс ПИК-38)	1:500 1:200	250-900

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.

По окончании бурения скважины Т-1 для уточнения скоростной характеристики разреза и структурных построений сейсморазведки 2Д-МОГТ рекомендуется провести вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП).

Геохимические исследования и геолого-технический контроль за проводкой скважин

После спуска направления 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 выявление залежей углеводородов в мезозойских и в палеозойских 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. Параметры промывочной жидкости и технические средства очистки скважин от выбуренных пород и шлама должны быть предусмотрены в Техническом проекте на бурение оценочных скважин.

В процессе бурения в открытом стволе предусматривается опробование от 3-х до 4-х интервалов в проектных скважинах в мезозойских и палеозойских отложениях при помощи МИГ-146 в случае выявления в этих интервалах прямых или косвенных признаков по керну, газовому каротажу или ГИС. Интервалы опробования показаны в таблице 5.8.3.1

Интервалы опробования в процессе бурения

Интервал испытания (опробования)	Возраст	Диаметр пакера, мм	Депрессия Мпа	Интервал испытания (опробования)	Возраст	Диаметр пакера, мм	Депрессия, Мпа
Скв.Т-1				Скв Т-2			
350-450	К1	КИИ - 146	2,0	350-420	К1	КИИ - 146	2,0
600-750	Pz	КИИ - 146	3,0	430-570	Pz	КИИ - 146	3,0
800-900	Pz	КИИ - 146	5,0	600-750	Pz	КИИ - 146	4,0
				800-900	Pz	КИИ - 146	5,0

Испытание продуктивных горизонтов в колонне

Учитывая опыт бурения на указанные отложения в Южно-Торгайском регионе, были выбраны интервалы для испытания продуктивных объектов в колонне.

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 четырех объектов в скважинах. 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.

В эксплуатационных колоннах в скважинах Т-1 и Т-2 предполагается испытать по 4 объекта в отложениях нижнего мела и палеозоя.

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 5.8.3.2 и 5.8.3.3.

Таблица 5.8.3.2

Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне

№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефонт.	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. м	Плотность промывочной жидкости, кН/м ³	Метод вызова притока, количество режимов исследования	Метод интенсификации притока
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скв.Т-1								
1	320-330	K _{1ар-ал} 1-2	Нефть +газ	фонтан	DP44RDX-3 16 отв. 1п.м.	1,12	свабирование	СКО МПД
2	460-470	K _{1nc2}	Нефть +газ	фонтан	DP44RDX-3 16 отв. 1п.м.	1,12	свабирование	МПД СКО
3	500-520	Pz	Нефть +газ	фонтан	DP44RDX-3 16 отв. 1п.м.	1,12	свабирование	СКО МПД
4	700-730	Pz	Нефть +газ	фонтан	DP44RDX-3 16 отв. 1п.м.	1,12	свабирование	СКО МПД
Скв.Т-2								
1	340-350	K _{1ар-ал} 1-2	Нефть +газ	фонтан	DP44RDX-3 16 отв. 1п.м.	1,12	свабирование	СКО МПД
2	410-420	K _{1nc2}	Нефть +газ	фонтан	DP44RDX-3 16 отв. 1п.м.	1,12	свабирование	СКО МПД
3	440-460	Pz	Нефть +газ	фонтан	DP44RDX-3 16 отв. 1п.м.	1,12	свабирование	СКО МПД
4	840-880	Pz	Нефть +газ	фонтан	DP44RDX-3 16 отв. 1п.м.	1,12	свабирование	СКО МПД

Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержания

Скважина/ проектная глубина	Такырсай, Т-1, Т-2
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	K _{1ap-al 1-2} K _{1nc2} Pz
Ожидаемые параметры	дебит нефти – 50 м ³ /сут; плотность нефти – 0,833 г/см ³ газосодержание – 89,4 м ³ /т

Примечание: - по аналогии с месторождением Западный Тузколь

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 5.8.2.1).

Таблица 5.8.4.1

Предполагаемый комплекс исследований образцов керна и флюидов на 1 скважину

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Кол-во образцов керна по каждой скважине
1	Литолого-минералогический анализ (определение гранулометрического состава,	образец	30

	плотности, карбонатности, глинистости и др.)		
2	Определение пористости (общей и эффективной)	образец	30
3	Определение проницаемости	образец	30
4	Определение нефтегазонасыщенности	образец	30
5	Споро-пыльцевой анализ	образец	20
6	Микрофаунистический анализ	образец	20
7	Петрографическое описание шлифа	образец	20
8	Определение удельного электрического сопротивления пород	образец	50
9	Изучение акустических свойств пород	образец	50
10	Анализ газа	проба	3
11	Исследования глубинных проб нефти и газа	проба	3
12	Анализ физико-химических свойств нефти	проба	5
13	Полный химический анализ пластовой воды с определением микрокомпонентов	проба	5
14	Анализ товарных свойств нефти	проба	2

Примечание: Комплекс исследований образцов и анализ нефти будет корректироваться.

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

В соответствии с существующими требованиями в настоящем проекте предусмотрено производство гамма-каротажных работ с полным охватом запроектированного метража бурения, контрольный (повторный) каротаж с 10% охватом от общего метража бурения, отбор проб воды для анализа урана и радия (по 2 пробы из каждой скважины). Проводится радиометрический промер отобранного керна в лабораторных условиях.

В разрезах проектных скважин аномалий повышенного фона радиации (с точки зрения массовых поисков урана) не ожидаются. Объем работ по массовым поискам урана и радия составят в проектных скважинах;

1. Гамма-каротаж - 900м
2. Контрольный (повторный) каротаж в объеме 10%
3. Отбор проб воды (по 1 л) –ориентировочно по 2 пробы из объектов опробования каждой скважины.

Интервалы опробования запроектированы в перспективной части разреза, отбор проб воды на содержание урана и радия предусматривается производить в отложениях мела и юры.

Поиски микроэлементов включают отбор проб воды при получении притока воды (объем 2 л), определение микроэлементов - 4 пробы.

При бурении скважин необходимо попутно изучать состав пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и термоэнергетических целях. Обязательным условием является определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.). При обработке кернового материала необходимо обратить внимание на наличие угля, горючих сланцев, железных и марганцевых руд, цветных и редких и других металлов.

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

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

Другим не менее важным направлением обработки данных бурения является проведение оперативного анализа геолого-геофизических материалов, на основе которого следует вносить коррективы в уже согласованные планы работ и бурение очередных скважин.

Важнейшими задачами оперативного анализа являются:

- уточнение строения структурных ловушек в мезозойском и палеозойском комплексах;
- детализация разломной тектоники и геологической модели строения разведочной площади;
- выявление структурных и неструктурных ловушек и оценка целесообразности проведения работ в новых ловушках.

Результатом комплексной интерпретации полученных геолого-геофизических данных должна быть общая оценка перспектив нефтегазоносности контрактной территории и подготовка рекомендаций по дальнейшему проведению геологоразведочных работ.

Виды и объемы геологоразведочных работ

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объемы работ
1	Гелиометрические работы	физ.т.	500
2	Объем поискового бурения	пог.м	1800
3	Количество проектных скважин	скважина	2
4	Отбор керна	пог.м	180
5	ГИС	пог.м	1800
6	Опробование в колонне	объект	8
7	Лабораторные исследования:		
	-керна	образец	560
	-флюидов	проба	36

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

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 22.05.18г

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 том числе и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

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

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование 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 1581-96. Транспортирование цементов 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 1581-96.

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

$$V_{\Pi} = V_T(1-\Delta V)$$
$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3$$

где V_T - внутренний объем колонны заливочных труб, m^3 ; ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_M - протяженность цементного моста, m ; S_T - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, m^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 таблице 8.1.

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

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

где Sc - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, m^2 ; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 8.1).

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	0,02	0,04	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	0,02

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистой 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, м³; S_k - площадь кольцевого сечения скважины, м²; 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:

$$\begin{aligned} \text{для первой порции} \quad V_1 &= C_4 V_T + C_5 H_m S_c \\ \text{для второй порции} \quad V_2 &= C_4 V_{II} \end{aligned} \quad (4)$$

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

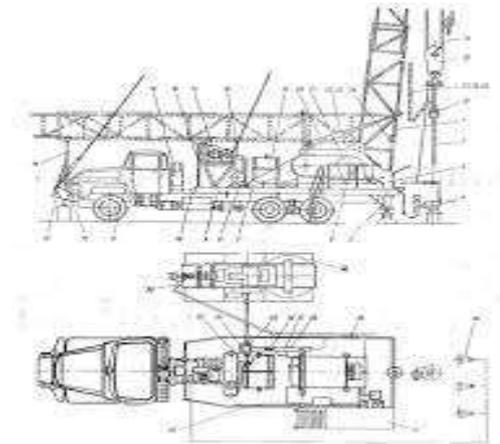
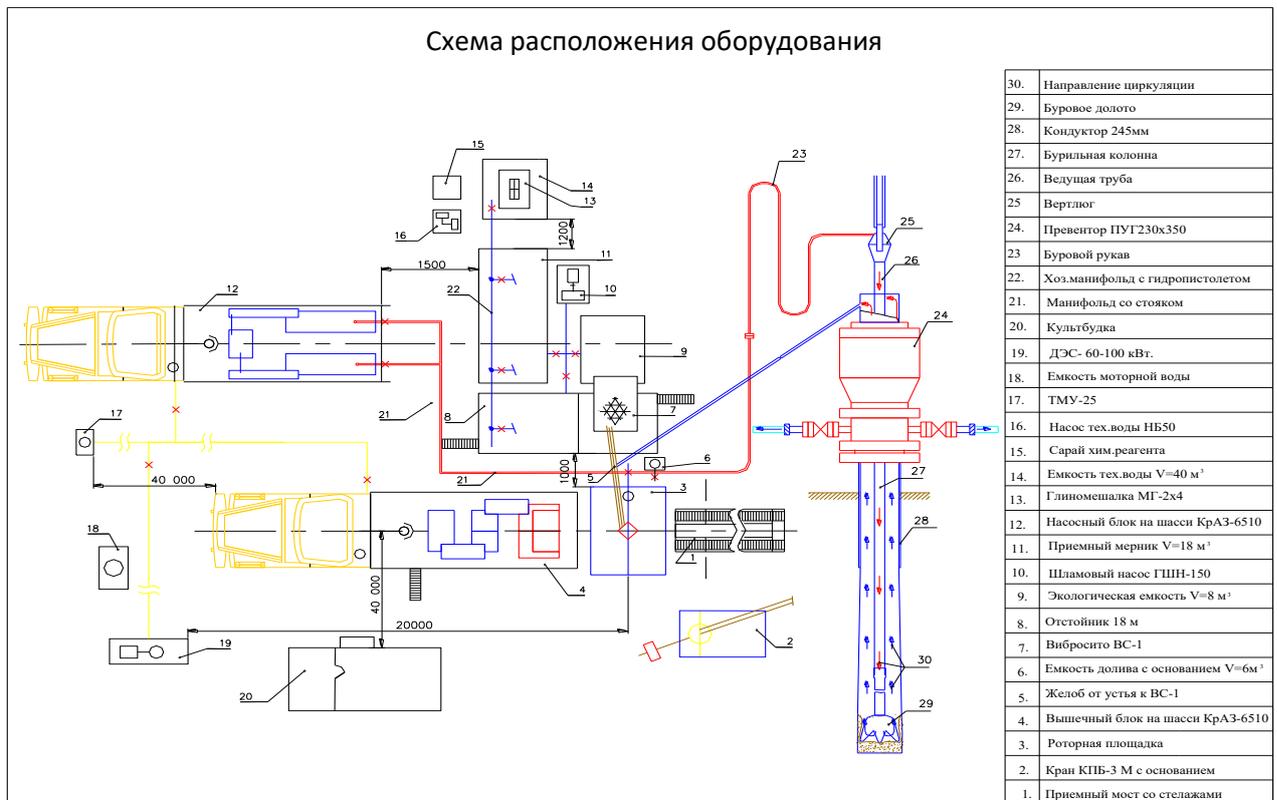


Рис. 8.4. Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин



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. Подготовка к работам по ликвидации скважин

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.

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;
- 11) разгерметизация устья;
- 12) подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- 13) стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
- 14) спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- 15) испытание моста на прочность разгрузкой;
- 16) 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 том числе 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 2х2м 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	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
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 3класса	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 привлечено собственные агрегаты и другие транспортные средства.*

Таблица 8.7.1.1.

Технические средства, используемые для выполнения работ

Наименование техники	Кол-во	Количество часов
1	2	3
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 природнотехногенные 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 геологическому 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 соответствие 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, природовосстановительной, 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. противоэрозионные 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.

В проекте приняты следующие решения по проведению рекультивационных работ.

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.

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		

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			

Согласно пп.3 п.2 ст.2238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,3м.;

- рекомендуемый норматив на производство земельных работ составляет 12 560 тенге.

Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил:

$$20\text{м} * 20\text{м} * 0,3\text{м} = 120 \text{ м}^3$$

Объем рекультивации на 1 скважин:

$$120\text{м}^3 * 2 \text{ скважин} = 240 \text{ м}^3$$

Стоимость рекультивации скважин составляет:

$$240 \text{ м}^3 * 12 560 \text{ тенге} = 3014400 \text{ тенге}$$

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

8.7.3. Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель

№№ пп	Наименование и характеристика	Ед. изм	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		

Ликвидация последствий деятельности на контрактной территории по окончании работ будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация скважин с установкой цементных мостов;
- оборудование устья скважин (установка тумб и реперов);
- 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 ликвидации выполнен согласно перечню наземного оборудования, сооружений и коммуникаций, подлежащих ликвидации (рекультивации, утилизации), объемам работ, представленных Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на ликвидацию 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.

8.7.4. 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.

**Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин
на участке Такырсай**

№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин	Всего, тыс. тенге
1	Ликвидация скважин на участке Такырсай	5812,7	2	11625,41
	Всего по сводному сметному расчету		2	11625,41

8.7.5. Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения

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

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 75 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 21,41 тонн, согласно таблицы 8.7.5.1

Таблица 8.7.5.1

Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Общий вес металлолома, тонна
1	3	4
НКТ	8,48	16,96
Фонтанная арматура	1,2	2,4
Прочее оборудование	2,06	2,06
Всего		21,41

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

$$75\ 000\ \text{тенге} * 21,41\ \text{тонн} = 1606050\ \text{тенге}$$

8.7.6. Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений в рамках проекта разработки может быть определен удельный норматив в тенге на 1 тонну добытой нефти. Суммарная добыча нефти за расчетный период разработки

месторождения принимается из последних проектных документов, утвержденных уполномоченными органами Республики Казахстан.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 8.7.6.1.

Таблица 8.7.6.1

Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1.	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тенге	11625410
		\$	25 272,63
2.	Стоимость рекультивации земли	тенге	3014400
		\$	6 553,04
3.	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тенге	14 639 810,00
		\$	31 825,67
4.	Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тенге	1606050
		\$	3 491,41
5.	Сумма отчислений в ликвидационный фонд на период 2022-2027гг.	тенге	13 033 760,00
		\$	28 334,26

**Курс доллара, применяемый при переводе 460 тенге/доллар США*

В таблице 8.7.6.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Таблица 8.7.6.2

Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на участке Такырсай по годам

Год	Отчисления в ликвидационный фонд, тенге	Отчисления в ликвидационный фонд, \$
2022	2172293,3	4722,37
2023	2172293,3	4722,37
2024	2172293,3	4722,37
2025	2172293,3	4722,37
2026	2172293,3	4722,37
2027	2172293,3	4722,37
Всего	13 033 760,00	28 334,26

По данным таблицы 8.7.6.2. видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории на период разведки 2022-2027 годов составит **13 033 760,00 тенге** в американских долларах 28 334,26\$.

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, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

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

Намечаемая производственная деятельность по проведению разведочных работ на участке «Такырсай» будет оказывать комплексное воздействие на окружающую среду, проявляющееся в физических, химических и биологических изменениях на земной поверхности и ее биоресурсах, а также в недрах и в атмосфере.

Основной задачей охраны недр и окружающей среды является рациональное использование природных ресурсов и безопасное ведение работ на разных стадиях разведки и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Все работы должны проводиться с соблюдением известных общих природоохранных требований.

Перед началом обустройства буровой площадки должны быть проведены инженерно-технологические изыскания и почвенные исследования с целью выдачи рекомендаций по снятию и складированию почвенного слоя.

Предотвращение загрязнения территории и продуктивных горизонтов и обводнения, перетоков и открытых выбросов, соблюдение требований действующих Законодательств о земле, воде, лесах, недрах (охране окружающей среды) намечается обеспечить следующими общими мерами.

Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

Планировка площадки буровой осуществляется с уклоном, направленным в сторону, противоположную береговой линии водоема, оврага.

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Дозировку химических реагентов производить только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

Отходы бурения и твердо-бытовые отходы будут вывозиться и утилизироваться Подрядными компаниями на договорной основе.

Общий план охраны недр и окружающей природной среды включает мероприятия по четырем направлениям: защите атмосферного воздуха, земельных ресурсов, почвенных и подземных вод и охрану недр.

Качественное состояние атмосферного воздуха в районе проведения разведочного бурения на участке «Такырсай» зависит от компонентного состава вредных выбросов, производимых, в основном, в процессе бурения и крепления скважин. Источниками таких выбросов являются основные установки и агрегаты, обеспечивающие производственный процесс (организованные источники) и временно привлекаемые агрегаты (неорганизованные источники).

В целях контроля состояния компонентов окружающей среды в районе проводимого оценочного бурения и предупреждения их изменения вследствие техногенного воздействия на буровых площадках должен осуществляться производственный мониторинг окружающей среды по согласованной в установленном порядке программе Подрядной буровой компанией.

Программой производственного мониторинга состояния окружающей среды на разведочных объектах участка «Такырсай» должна предусматриваться контроль состояния атмосферного воздуха по содержанию в нём контролируемых компонентов: оксиды азота, углерода, серы, сероводорода, а также сажи, смесей предельных углеводородов и др.

Одновременно с отбором проб атмосферного воздуха необходимо фиксировать данные о метеопараметрах – направлении и скорости ветра, температуре воздуха, давлении, влажности, особых явлениях природы (при наличии таковых).

Для сохранения нормативного качества атмосферного воздуха и минимизации уровня воздействия бурения и испытания скважин на атмосферу (воздух) необходимо выполнить следующие технические и организационные мероприятия:

- осуществлять контроль и соблюдение нормативов на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;

- разработать и выполнять мероприятия по снижению вредных выбросов в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- разработать и выполнить мероприятия по снижению вредных выбросов в атмосферу на основе оптимизации технологического цикла бурения и испытания скважин;
- определить параметры организованных источников выбросов, обеспечивающих минимальные приземные концентрации вредных веществ в атмосфере;
- размещать производственные и жилые объекты с учётом условий рассеивания в атмосфере выбрасываемых вредных веществ, обеспечивающих минимальные приземные концентрации;
- исключить случайные и аварийные разливы нефтепродуктов;
- оборудовать емкости для хранения нефтепродуктов дыхательной арматурой;
- максимально использовать буровое и технологическое оборудование с электрическим приводом;
- предотвращать выбросы нефти при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважин созданием противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление, установкой на устье скважин противовыбросового оборудования;
- осуществлять мониторинг атмосферного воздуха.

Расположение бурового комплекса на значительном удалении от населенных пунктов, высокая рассеивающая способность атмосферы района, предусмотренные проектом мероприятия по защите атмосферы от загрязнения, позволяют оценить воздействие на атмосферный воздух на этапе проходки скважины как незначительное.

По почвенно-географическому районированию объекты бурения располагаются на землях пастбищного назначения.

Согласно Земельному Кодексу, охрана земель включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на охрану земли как части окружающей среды, рациональное использование земель, предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного и лесохозяйственного оборота, а также на восстановление и повышение плодородия почв.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов должны предусматривать использование земельного участка в соответствии с целевым назначением, то есть:

- проведение проектируемых работ строго в пределах отведённого земельного участка;
- движение автотранспорта только по существующим или временно проложенным автодорогам;
- своевременное проведение рекультивации нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств и вовлечение их в хозяйственный оборот.

Применение природоохранных технологий производства для исключения причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности предусматривает:

- использование передовых технологий и современного оборудования;
- использование экологически безопасных химических реагентов и материалов;
- соблюдение технологических режимов и исключение аварийных выбросов и сбросов;
- исключение утечек ГСМ;
- строгий контроль герметизации оборудования.

Необходимо регулярно осуществлять мониторинг почв в целях предотвращения развития деградиционных процессов в результате техногенного воздействия.

При отрицательных результатах бурения скважины ликвидируются. Структура и состав проектной документации по ликвидации скважины будут определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают разделы по ликвидации и консервации скважины, предусмотренные «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (приказ МЭ РК № 200 от 22.05.2018 г).

Работы по ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния будут проводиться по Планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованных с территориальным подразделением уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

План действия по ликвидации скважин будут разрабатываться недропользователем с учетом местных условий, «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (приказ МЭ РК № 200 от 22.05.2018 г.) и других нормативных документов, и согласовываться с территориальным органом Управления охраны и использования недр (МД «Южказнедра»).

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

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

После завершения всех работ на площади, в соответствии с Земельным Кодексом Республики Казахстан, № 442-ІІ от 20 июня 2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021г.) недропользователем оформляется акт о передаче восстановленных земель землевладельцу.

Бурение является экологически опасным видом работ, отрицательное воздействие которого на природную среду чаще всего обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом также происходит

загрязнение горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин; происходит загрязнение недр в результате внутрислоевых перетоков.

Снижение техногенной нагрузки и предотвращение загрязнения подземных вод обеспечивается реализацией следующих мероприятий.

Бурение и освоение скважин должны проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

Испытание скважин не должно производиться при нарушении герметичности эксплуатационных колонн, отсутствии цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и так далее.

Необходимым условием применения химических реагентов при бурении и испытании скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химических реагентов для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть.

Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной, или не проверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение хода основного процесса, не герметичность эксплуатационных колонн.

При закачке в пласт ингибиторов во избежание их разлива используется только специализированная техника.

Освоение скважин после бурения следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

Если в процессе испытания скважин появляются признаки подземных утечек или межслоевых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

Запрещается сброс пластовой воды на дневную поверхность, закачка в подземные горизонты, приводящие к загрязнению подземных вод, а также слив жидкостей, содержащих сероводород, в открытую систему канализации без нейтрализации.

Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируется соответствующим Кодексом «О недрах и недропользовании» и «Экологическим кодексом РК».

Запрещается размещение на территории объектов шламовых амбаров.

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

- рациональное и комплексное использование полезного ископаемого;
- использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов;

- охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения;
- предотвращение ветровой эрозии почв;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин;
- предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин;
- использование в производстве нетоксичных материалов;
- экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения;
- очистка и использование промышленных и хозяйственных стоков в повторных циклах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Намечаемая хозяйственная деятельность не вызовет существенных изменений геологической среды и мощности слоя пород зоны аэрации не окажут. Земляные работы имеют временный характер, и воздействие оценивается как незначительное.

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

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

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

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

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

Ликвидация скважин будет выполнена в соответствии с действующими нормативными требованиями, предусмотренными «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (приказ МЭ РК № 200 от 22.05.2018 г).

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния будут проводиться по Планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованных с территориальным подразделением уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

Проектом предусматриваются разведочных работы, передвижение автотранспорта в значительной мере в пределах, нарушенных в процессе предшествующей деятельности зон, нарушение почвенно-растительного слоя на других участках будет минимальным.

Мероприятия по охране недр должны соответствовать требованиям законодательных и нормативных правовых актов, государственных стандартов по охране недр, организационных, технологических, экономических, и других мероприятий, направленных на предотвращение техногенного воздействия. К ним относятся:

- 1) Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
- 2) Использование в производстве нетоксичных материалов.
- 3) Экологически безопасная утилизация отходов.
- 4) Очистка и использование промышленных и хоз-бытовых стоков в повторных циклах.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов.

Принятыми проектными решениями предусмотрен ряд мер по уменьшению возможного негативного воздействия на геологическую среду:

✓ Учёт природно-климатических особенностей территории при проведении работ и применении тех или иных строительных материалов и конструкций. В случае обнаружения в основании фундаментов грунтов, отличных от принятых в проекте будут предприняты меры по оптимизации выбора соответствующих строительных материалов.

✓ Движение автотранспортной и технологической техники ограничить площадью отвода и рабочим участком, снизив дополнительные пути до минимума.

✓ Расчистка территорий для площадок, различного рода техники и хозяйственно-бытовых объектов должна быть сокращена до минимума и ограничена теми участками, без которых невозможно обойтись.

При осуществлении разведочных работ предусмотрены следующие мероприятия, предусмотренные ст.140 Земельного кодекса РК:

- 1) защиту земель от истощения и опустынивания, водной и ветровой эрозии, селей, подтопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами, от других процессов разрушения;
- 2) защиту земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- 3) рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- 4) снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель.

Согласно ст. 238 Экологического кодекса РК физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламливание земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери. В связи с этим по снятию, сохранению и использованию плодородного слоя почвы при проведении работ предусмотрены следующие меры:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе проведения проектных работ необходимо осуществление следующих мероприятий:

- ✓ Систематизация движения наземных видов транспорта;
- ✓ Осуществление движения наземных видов транспорта только по имеющимся и отведенным дорогам;
- ✓ Проведение мероприятий по предотвращению эрозионных процессов;
- ✓ Разработка и строгое выполнение мероприятий по сохранению почвенных покровов, исключению эрозионных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта.

Для предотвращения последствий при проведении деятельности предприятия и уничтожения растительности необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- передвижение работающего персонала по пешеходным дорожкам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- обеспечение максимальной сохранности ценных объектов окружающей среды.

Для предотвращения воздействия планируемых работ на фауну района проведения строительных работ, предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время;
- запрет неорганизованных проездов по территории.
- обеспечение максимальной сохранности ценных объектов окружающей среды;
- запрет всех видов охоты и добычи животных любыми способами и средствами, интродукция чужеродных видов растений и животных, разрушение гнезд, нор, логовиц и другие действия, вызвавшие или, которые могут вызвать гибель животных;
- организация жесткого контроля за сбором сточных вод и предотвращения попадания их в водные объекты.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Бурение разведочных скважин Продолжительность бурения поисковой скважины принята исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисковых скважин на площади Амир 1-Р и 3-Р.

Общее нормативное время на бурение одной скважины составляет 1248 часов или 52 сутки (без испытания скважин). Более подробная расшифровка баланса времени на одну скважину приведена в табл. 10.1

Таблица 10.1

Продолжительность срока бурения проектируемых скважин на участке «Такырсай»

Наименование работ	Час	Сутки
Подготовительные работы к бурению	48	2
СМР (строительно-монтажные работы)	240	10
Бурение и крепление	672	28
Геофизические работы	48	2
Испытание	4320	180
Демонтажные работы	240	10
Итого без испытания на 1 скважину	1248	52
Всего на две скважины Т1 и Т2 (без испытания)	2496	104
Итого на две скважины Т1 и Т2 (с испытанием)	5568	464

Испытание и освоение перспективных объектов будет проводиться с использованием подъемного агрегата КРС, типа УПА-60. Более подробная расшифровка баланса времени на одну скважину приведена в табл. 10.2

Таблица 10.2

Расшифровка баланса времени на одну скважину

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность процесса, операции, сут			
	1-объект	2-объект	3-объект	4-объект
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	42,6			
Работа после интенсификации притока из пласта	6,9			
Задавка скважины	0,8			
Установка цементного моста	3,2			
Суммарная по объектам	60	40	40	40

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Стоимость видов работ и услуг, предусмотренных в настоящем Проекте, рассчитана на основе средней существующей на территории Республики Казахстан рыночной стоимости (таблица 11.1). Окончательная стоимость работ и услуг будет определена на основе проведения тендеров в соответствии с Законодательством Республики Казахстан.

Таблица 11.1

Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ (12.2022– 12.2027 гг.)

№ № п/п	Наименование работ	Един. измерения	Всего	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Бурение скважины Т-1	скв.	1	1					
		млн.тенге	135	135					
2	Испытание скважины Т-1	объект	4						
		млн.тенге	50	50					
3	Бурение скважины Т-2	скв.	1						
		млн.тенге	135		135				
4	Испытание скважины Т-2	объект	4						
		млн.тенге	50		50				
5	Гелиометрические работы	ф.т.	500						
		млн.тенге	59			59			
6	Проектные работы	проект	6	3				2	1
		млн.тенге	75	35				20	20
7	НИР	отчет	4			1	2	1	
		млн.тенге	85			25	45	15	
ВСЕГО		млн.тенге	589	220	185	84	45	35	20

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов нефти

Перспективные объекты выявлены по результатам сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ, проведенных в 2009 году.

С целью выяснения перспектив нефтегазоносности на выявленном поднятии проектируется бурение двух поисковых скважин Т-1 и Т-2.

При расчете перспективных ресурсов за основу приняты структурные карты по отражающим горизонтам П-1 и Pz-1.

Подсчет перспективных ресурсов нефти

Подсчет перспективных ресурсов нефти производился по формуле:

$$V_n = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \gamma_n \cdot \Theta, \text{ где:}$$

V – Геологические запасы нефти, тыс.т;

F – площадь нефтеносности, тыс.м²;

h – нефтенасыщенная толщина, м;

m – коэффициент пористости, доли ед;

β_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед;

γ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;

Θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях.

Площадь вероятных залежей взяты по замкнутой изогипсе в районе проектируемой скважины. Остальные параметры для подсчета перспективных ресурсов, такие как эффективные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности приняты по продуктивным горизонтам месторождений Западный Тузколь, Жанбырши и Кенлык.

Перспективные извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом по категории С₃ равны 3785 тыс.т (Таблица 12.1.1).

**Оценка перспективных ресурсов нефти
на участке Такырсай**

№ объекта	Продуктивные горизонты	Площадь ловушки, тыс. м ²	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент открытой пористости	Коэффициент нефтенасыщенности	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	Геологические ресурсы, тыс. т	Коэффициент нефтеизвлечения	Извлекаемые ресурсы, тыс. т
1	K ₁	3500	10	0,25	0,55	0,801	0,809	3100	0,3	930
	PZ	3750	15	0,19	0,5	0,647	0,85	2900	0,2	580
2	K ₁	5000	10	0,25	0,55	0,801	0,809	4450	0,3	1335
	PZ	6000	15	0,19	0,5	0,647	0,85	4700	0,2	940
Итого								15150		3785

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Основные технико-экономические показатели, представленные в настоящем разделе, рассчитаны исходя из объема работ и затрат, планируемых на геологоразведочные работы и заложенные в настоящем «Проекте разведочных работ...», календарного плана бурения проектных скважин, а также ожидаемых результатов от проведенных работ.

Таблица 13.1

Основные технико–экономические показатели поисковых работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Количество
1	2	3	4
1	Количество проектных поисковых скважин	шт.	2
2	Проектная глубина, горизонт	м	900 м, Pz
3	Суммарный метраж	м	1800
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст–мес	2250
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс. тенге	370 000
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге	150
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на площади	тыс. тенге.	270000
8	Предполагаемые затраты на проведение гелиевой съемки	тыс. тенге.	59000
9	Общие затраты поисковых работ	тыс. тенге.	589000
10	Продолжительность проектируемых работ на площади	год, месяц	6 лет
11	Ожидаемый прирост ресурсов нефти	т	3785000
12	Прирост ожидаемых ресурсов нефти на 1 м проходки	т/м,	2102,8
13	Прирост ожидаемых ресурсов на 1 поисковую скважину	т/скв., тыс. м ³ /скв.	1892,5
14	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых ресурсов нефти	тенге /т	155,6

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем проекте по имеющимся сейсмическим данным определены две перспективные структуры, на которых предусмотрено бурение двух независимых поисковых скважин Т-1 и Т-2 в западной части контрактной территории блока Такырсай с проектной глубиной 900 м каждая.

Задачей поисков является изучение геологического строения и нефтегазоносности палеозойского и мезозойского комплексов. При выявлении в процессе запланированных геолого-геофизических исследований дополнительных перспективных объектов, представляющих поисковый интерес, местоположение скважин Т-1 и Т-2 может быть изменено. Бурение скважин планируется в 2022-2023 гг.

Оперативные расчёты перспективных ресурсов проведены на основании ранее выполненных структурных построений по результатам обработки и интерпретации МОГТ-2Д в 2009 году, выполненной ТОО «Геотекс».

Для расчёта перспективных ресурсов нефти были взяты обобщенные параметры по месторождениям Тузколь Западный, Жанбырши, Кенлык.

В проекте предусмотрен необходимый комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных объектов в колонне, отбор керна, шлама, определен объем лабораторно-аналитических работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Миннибаева С.Б., Имангазиев Б.И. и др. «Проект геологоразведочных работ контрактной территории ТОО «АМИР LTD» Кызылординской области», ТОО «КГН Консалтинг», г. Алматы 2009г.
2. Жемчужников В.Г., Абдулкабиров А.А. и др. «Отчет о результатах обработки и интерпретации сейсмических данных 2Д на площади «Амир», Алматы, 2009, АО «Геостан».
3. Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е. и др. Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». Алматы, 1999, 326 с.

Компания

Государственный регистрационный № 4998-УВС
от «15» декабря 2021 г.

**КОНТРАКТ НА РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ
УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ
ТАКЫРСАЙ В
КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

между

**Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)**

и

**ТОО «Oil Tolling Capital»
(Недропользователь)**

Нур-Султан, 2021 год

Преамбула

Принимая во внимание, что:

- 1) в соответствии с Конституцией Республики Казахстан недра находятся в государственной собственности;
- 2) Республика Казахстан предоставляет участок недр в пользование на основаниях, условиях и в пределах, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (далее - Кодекс);
- 3) недропользователь имеет намерение, финансовые и технические возможности рационально и эффективно проводить разведку и добычу углеводородов на участке недр;
- 4) Правительство Республики Казахстан определило компетентный орган и наделило его правом на заключение и исполнение Контракта;
- 5) пользование недрами осуществляется в порядке, на условиях и в пределах, установленных Кодексом;
- 6) Контракт на недропользование является договором, содержание, порядок заключения, исполнения и прекращения которого определяются Кодексом;
- 7) Участок недр предоставляется в пользование недропользователю на основании решения Комиссии по предоставлению права недропользования по углеводородам (Протокол № ___ от ___ 2021 года)
- 8) Компетентный орган и недропользователь договорились о том, что Контракт будет регулировать их взаимные права и обязанности при разведке и добыче углеводородов, Компетентный орган и недропользователь договариваются о нижеследующем:

Глава 1. Предмет Контракта

1. Республика Казахстан в лице Компетентного органа предоставляет на установленный Контрактом срок недропользователю право недропользования, а недропользователь обязуется за свой счет и на свой риск осуществлять недропользование в соответствии с условиями Контракта и Кодексом.
2. Право недропользования на участке недр возникает с даты вступления в силу Контракта.
3. При условии соблюдения недропользователем положений, предусмотренных законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании и Контракта, недропользователь вправе на участке недр осуществлять разведку и добычу углеводородов.

Глава 2. Срок действия Контракта

4. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, определяется последовательно закрепленными в нем периодом разведки, подготовительным периодом (при необходимости) и периодом добычи.
5. Контракт заключен на срок, равный 6 лет, и действует до «15» декабря 2027 года.
6. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, может быть продлен посредством заключения Сторонами дополнений к Контракту в случаях, порядке и на условиях, установленных Кодексом на дату заключения Контракта в случаях:
 - 1) продления периода разведки;
 - 2) закрепления подготовительного периода;
 - 3) закрепления периода добычи.

128. Отношения Сторон, их права и обязанности, не урегулированные Contractом, регулируются законодательством Республики Казахстан.

129. Настоящий Contract заключен 15 (дня) Декабря (месяца) 2021 года в г. Нур-Султан, Республика Казахстан, уполномоченными представителями Сторон.

130. Юридические адреса и подписи Сторон:

Адрес компетентного органа:

Министерство энергетики
Республика Казахстан
010000, город Нур-Султан
Проспект Кабанбай батыра, 19,
Блок «А»
Тел. 8 (7172) 78 69 81
Факс 8 (7172) 78 69 43

Адрес недропользователя:

ТОО «Oil Tolling Capital»
БИН 200540014613
Республика Казахстан
050060, город Алматы
ул. Жарокова 260г
тел. 8 (701) 490 55 55

Вице-министр энергетики Республики Казахстан Директор


_____ **Карасаев Ж.Г.**



_____ **Абраманов Б.М.**


Приложение №1
к Контракту на разведку и добычу углеводородов от _____ 2021 года

Программа работ по Контракту в период разведки

№	Наименование работ	Объем работ	Стоимость работ, тенге
1	Разработка проекта разведочных работ и проекта ликвидации последствий разведки углеводородов, государственная экологическая экспертиза (предОВОС) и государственная экспертиза проектных документов.	проект	5 000 000
2	Разработка технического проекта на бурение поисковой скважины и его экспертиза.	проект	3 000 000
3	Бурение поисковой скважины со вскрытием проектного горизонта, проведение исследований.	2 скважины	430 000 000
ИТОГО:			438 000 000

Директор



Абдраманов Б.М.

Приложение №3
к Контракту на разведку и добычу углеводородов от _____ 2021 года

Дополнительные обязательства недропользователя

Наименование	Описание	Сроки реализации	Стоимость, тенге
Социально-экономическое развитие	Расходы на социально-экономическое развитие региона и развитие инфраструктуры	Ежегодно в период разведки	1% от объема инвестиций
Финансирование обучения	Финансирование обучения, повышения квалификации и переподготовки работников, являющихся гражданами РК, задействованных при исполнении контракта	Ежегодно в период разведки	1% от затрат на разведку

Директор



Абдраманов Б.М.

к Контракту на разведку и добычу углеводородов от Приложение №2
2021 года



Приложение №
к Контракту №
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка и добыча
(вид недропользования)
от 13 ноября 2021 год
рег. № 451-Р УВ

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

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен ТОО «Oil Tolling Capital» для осуществления операций по недропользованию на участке Такырсай на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол от 22 октября 2021 года).

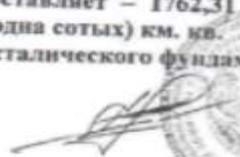
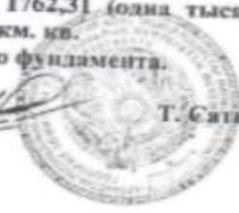
Участок недр расположен в Кызылординской области.
Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по №30.

Угловые точки	Координаты угловых точек				
	Восточная долгота	Северная широта	Угловые точки	Восточная долгота	Северная широта
1	65° 00' 00"	45° 20' 00"	16	66° 00' 00"	45° 20' 00"
2	65° 00' 00"	45° 40' 00"	17	65° 32' 00"	45° 20' 00"
3	65° 15' 00"	45° 40' 00"	18	65° 32' 00"	45° 21' 00"
4	65° 15' 00"	45° 35' 00"	19	65° 31' 00"	45° 21' 00"
5	65° 20' 00"	45° 35' 00"	20	65° 31' 00"	45° 22' 00"
6	65° 20' 00"	45° 34' 00"	21	65° 26' 00"	45° 22' 00"
7	65° 21' 00"	45° 34' 00"	22	65° 26' 00"	45° 23' 00"
8	65° 21' 00"	45° 33' 00"	23	65° 22' 00"	45° 23' 00"
9	65° 23' 00"	45° 33' 00"	24	65° 22' 00"	45° 24' 00"
10	65° 23' 00"	45° 32' 00"	25	65° 13' 00"	45° 24' 00"
11	65° 25' 00"	45° 32' 00"	26	65° 13' 00"	45° 22' 00"
12	65° 25' 00"	45° 31' 00"	27	65° 12' 00"	45° 22' 00"
13	65° 27' 00"	45° 31' 00"	28	65° 12' 00"	45° 21' 00"
14	65° 27' 00"	45° 30' 00"	29	65° 11' 00"	45° 21' 00"
15	66° 00' 00"	45° 30' 00"	30	65° 11' 00"	45° 20' 00"

Общая площадь – 1762,31 кв. км.

Площадь участка недр составляет – 1762,31 (одна тысяча семьсот шестьдесят два целых тринадцать одна сотых) кв. км.
Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

Председатель


Т. Сәйтиев


г. Нур-Султан,
ноябрь, 2021 г.

ПРОТОКОЛ № ____

геолого-технического совещания ТОО «Кен Багдар» по рассмотрению «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай, расположенного в Кызылординской области РК»

г. Алматы

« ____ » _____ 2022г.

Председатель ГТС - Ерболат А. – директор, директор ТОО «Кен Багдар»;

Присутствовали, члены ГТС:

Ерняязова Г.Т. – главный геолог;
Айткалиева Н. – ведущий геолог;
Баяшева А.И. – старший геофизик;
Идрисова Э.К. – ведущий инженер эколог;
Умбетов Е. – инженер;
Шеруенов А.Е. - инженер;
Галиева А.Т. – инженер.

Повестка совещания:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай, расположенного в Кызылординской области РК»

Выступил автор проекта: Акулов А.А.

Было отмечено, что вышеназванный «Проект разведочных работ....» составлен согласно договора между ТОО «Oil Tolling Capital» и ТОО «Кен Багдар» и утвержденного геологического задания.

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

Настоящий «Проект...» составлен по результатам ранее проведенных исследований и предусматривает проведение гелиометрических съемок в объеме 500 физ. точек и бурение двух поисковых скважин. Проектная глубина поисковых скважин – 900 м ±250м каждая, количество проектируемых скважин – 2 независимых.

По результатам бурения и проведенных ГИС, освоения скважин предполагается открытие залежей нефти в меловых и палеозойских отложениях.

«Проект разведочных работ....» разработан согласно «Методических рекомендаций по составлению проектов разведочных работ....».

Заслушав и обсудив сообщение Акулова А.А. и ознакомившись с представленным проектным документом, совещание

Решило:

1. Разработанный «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай, расположенного в Кызылординской области РК» **одобрить.**

2. Данный проект направить для согласования в ТОО «Oil Tolling Capital».

Председатель ГТС

Ерболат А.

Секретарь

Галиева А.Т.

ПРОТОКОЛ № ____

совместного заседания геолого-технического совещания ТОО «Oil Tolling Capital» и ТОО «Кен Багдар»

г. Алматы

« ____ » _____ 2022г.

Председатель ГТС – Абдраманов Б.М., Генеральный директор ТОО «Oil Tolling Capital».

Присутствовали, члены ГТС:

от ТОО «Oil Tolling Capital»

1. Битеуова С.А. - главный геолог, канд. геол.- мин. наук;
2. Мейрамбаев Ж.Т. – Ведущий геолог, секретарь ГТС;
3. Бахтияр А.Б. – инженер.

от ТОО «Кен Багдар»:

1. Ерболат А. – директор;
2. Ерниязова Г.Т. – главный геолог;
3. Акулов А.А. – Ведущий геолог.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай, расположенного в Кызылординской области РК».

Проект составлен с использованием всех фактических данных, материалов по интерпретации сейсмических исследований 2Д-МОГТ и данных бурения. Работа выполнена согласно геологическому заданию и требованиям к содержанию и объему проектов поисковых работ месторождений нефти и газа, представляемых на рассмотрение в ЦКРР МЭ РК.

СЛУШАЛИ: сообщение ответственного исполнителя проекта Акулова А.А.

Настоящая работа «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай, расположенного в Кызылординской области РК» выполнена на основании договора о закупе работ ТОО «Oil Tolling Capital» №01/2022 от 06.04.2022г.

Недропользователем участка Такырсай является ТОО «Oil Tolling Capital» на основании контракта на разведку и добычу углеводородов №4998-УВС-МЭ от 15.12.2021г.

В административном отношении участок Такырсай находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Площадь геологического отвода участка Такырсай составляет 1762,31 (одна тысяча семьсот шестьдесят два целых тридцать одна сотых) км. кв. Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

На участке Такырсай была пробурена 2 поисково-разведочных скважин, признаков в виде проявления нефти не наблюдалось.

Основной задачей проектируемых поисковых работ является детальное изучение геологического строения с целью поисков залежей нефти и газа на участке Такырсай.

В проекте приведены общие сведения о районе работ, геолого-геофизическая изученность, геологическое строение разведочного участка, дальнейшие направления поисковых работ, методика проектируемых работ, местоположения проектных скважин,

их глубина и задачи, подсчет ожидаемых ресурсов нефти, комплекс геолого-геофизических исследований в скважинах, разработаны требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования по углеводородам, мероприятия по охране недр и окружающей среды, ассигнования на проектируемые работы, основные технико-экономические показатели поисковых работ.

Настоящим «Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай» на основании полученных сейсмических материалов предусматривается бурение двух поисковых скважин Т-1 и Т-2.

Скважина Т-1 – поисковая, независимая, проектируется на сейсмическом профиле А09-05, пикет 727, проектная глубина-900 м±250 м, проектный горизонт-палеозой, с целью поисков залежей нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях.

Скважина Т-2 – поисковая, независимая, проектируется на сейсмическом профиле А09-12, пикет 1563, проектная глубина-900 м±250 м, проектный горизонт-палеозой, с целью поисков залежей нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях.

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

Проектной скважиной прогнозируется вскрытие отложений от четвертичного возраста до палеозойских.

В проектных скважинах Т-1 и Т-2 планируется отобрать керн 180м из меловых и палеозойских отложений. С целью изучения литологии разреза и выявления признаков нефтегазонасыщения отбор шлама будет проводиться от 250 м до забоя через каждые 5 м, в интервалах, повышенных газопоказаний, через 1м.

Продолжительность строительства двух поисковых скважин составит 104 суток.

Ориентировочная стоимость ликвидации на шесть лет составит 13 033 760 тенге.

На бурение двух поисковых скважин Т-1 и Т-2 глубиной 900м каждая на структуре Такырсай с проведением всех проектируемых в ней работ предусматривается сумма свыше 589 млн. тенге.

Площадь нефтеносности рассчитана из условия двойного радиуса дренирования проектных скважин и предполагая, что семь объектов будут продуктивными. Геологическая оценка прогнозных ресурсов проведена объемным методом. Геологические ресурсы нефти – 15150 тыс.тн., извлекаемые ресурсы – 3785 тыс. тн.

В результате реализации указанных поисковых работ будут получены геологические результаты, позволяющие определить дальнейшие направления поисковых работ на участке Такырсай.

В обсуждении проекта приняли участие: Абдраманов Б.М., Битеуова С.А., Мейрамбаев Ж. и др.

После обмена мнениями ГТС ПОСТАНОВИЛ:

1. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай» - **одобрить.**
2. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай» - направить на экспертизу контролирующих органов и на рассмотрение в ЦКРР РК.

Председатель

Абдраманов Б.М.

Секретарь

Мейрамбаев Ж.

1-1

13011325



ЛИЦЕНЗИЯ

18.07.2013 года

13011325

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "Кен Багдар"
 Республика Казахстан, г.Алматы, ул.Пирогова, дом № 31., 210., БИН: 120440009973
 (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов;
 (наименование конкретного лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии Генеральная

Особые условия действия лицензии подвиды работ, разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии
 (в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

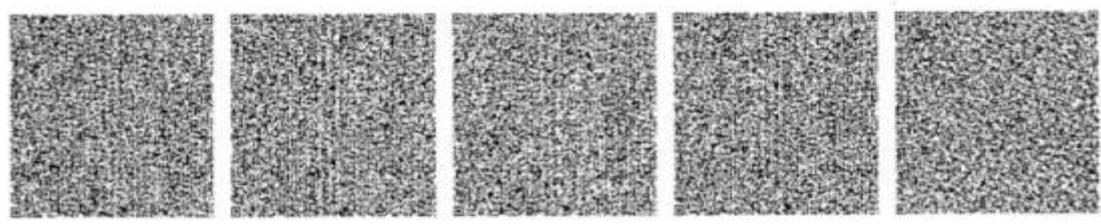
Лицензиар Министерство нефти и газа Республики Казахстан, Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства нефти и газа Республики Казахстан
 (полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ
 (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

 подпись (для лицензий на бумажных носителях)

Место печати (для лицензий на бумажных носителях)

Место выдачи г.Астана



Баркод-кодът е "Електронна услуга" между електронния цифров подпис и търговец. 2003 година 7 категорията Казахстан Республика; Законът 7 Билборд 1 категорията субектите са признатите единици на. Данный документ согласно закону 1 статьи 7 2016 от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



ЛИЦЕНЗИЯ

18.07.2013 жылы

13011325

Берілді "Кен Бағдар" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі
 Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Парогов к-сі, № 31 ұя., 210., БСН: 120440009973
 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)

Қызмет түрі Тау-кен (пайдалы қазбаларды барлау, өндіру), мұнай-химия, химия өндірістерін жобалау (технологиялық) және (немесе) пайдалану, мұнай-газ өңдеу өндірістерін жобалау (технологиялық), магистральдық газ құбырларын, мұнай құбырларын, мұнай өнімдері құбырларын пайдалану;
 («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің нақты атауы)

Лицензия түрі басты

Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары лицензияланатын қызмет түрі шеңберінде мұнай-газ саласында жүзеге асыруға рұқсат етілген қызметтің кіші түрлері лицензияның қосымшасына сәйкес
 («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-16-бабына сәйкес)

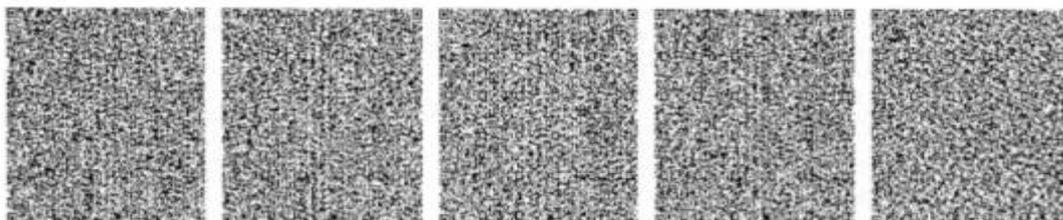
Лицензиар Қазақстан Республикасының Мұнай және газ министрлігі, Қазақстан Республикасы Мұнай және газ министрлігі Мұнай-газ кешеніндегі мемлекеттік инспекциялау комитеті
 (лицензиардың толық атауы)

Басшы (үкілетті тұлға) БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ
 (лицензиар басшысының (үкілетті адамның) тегі және аты-жөні)

 ҚОЛҒА/қағаз тасылыстағы лицензиялар үшін)

Мөр орны (қағаз тасылыстағы лицензиялар үшін)

Берілген жер Астана қ.



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2002 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7-бабының 1-тармағына сәйкес және тасылыстағы құжатқа тиіс. Данный документ является копией с сайта ГЭИС от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» действительна документу на Бумажном носителе

Заключение метрологической экспертизы

**к «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке
Такырсай, расположенного в Кызылординской области Республики
Казахстан»
(Договор № 01/2022 от 06.04.2022 г.)**

Отв. исполнитель:
Ерняязова Г.Т.,
Аккулов А.А. 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.

«__» _____ 2022 г.

Метролог:

Галиева А.Т.

СПРАВКА

о рассылке «**Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Такырсай в Кызылординской области республики Казахстан**»

(Договор №01/2022 от 06.04.2022 г.)

Отв. исполнители:
Ерняязова Г.Т.
Аккулов А.А. и др.

Отпечатано: 4 экз.

Разослано: 4 экз.

№№ п/п.	Организация	Адрес организации	№ экз.	Кол- во экз.
1	ЦКРР МЭ РК	Республика Казахстан, г. Нур-Султан, ул. Кабанбай батыра, д. 19	1	1
2	МТД «Южказнедра»	Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Абая 191, 8 этаж	2	1
3	ТОО «Oil Tolling Capital»	Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Розыбакиева 320, офис 791	3, 4	2