

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Ермеков Х.Е.

2024 г.



Книга и папка с графическими приложениями

Книга. Текст

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

Атырау - 2024 г

Список исполнителей

Заместитель начальника отдела геологии,
подсчета запасов и интерпретации ГИС:  Л.Н. Тлекбаева

Начальник отдела
проектирования строительства скважин:  Е.К. Умбетов

Ведущий инженер отдела проектирования
строительства скважин:  К.С. Туралиев

Геолог нефтепромысловой группы
отдела геологии:  Б.С. Сейтова

Техник отдела проектирования
разработки НГМ:  А.Б. Саматова

Нормоконтролер:  Г.А. Тасмагамбетова

Тлекбаева Л.Н. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бажир в Атырауской области согласно контракта №5309-УВС от 02.02.2024 г»

Книга и папка с графическими приложениями

Книга – текст 119 страниц, 30 таблиц, 6 рисунков, 7 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 8 графических приложений.

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», Лицензия №002460 от 18.02.2009 г на проектирование горных производств. г. Атырау, ул. Смагулова-4а, 4. 2023 г.

Атырауская область, Республика Казахстан

ТОО «MedeoDrillingGroup», Контракт №5309-УВС от 02.02.2024 г

Реферат. Перспективы нефтегазоносности участка Бажир связаны с отложениями юры и триаса. В проекте проведен анализ результатов сейсмических исследований МОГТ 2Д и данных глубокого бурения, выполненных на исследуемой территории.

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

Настоящей работой проектируется проведение переинтерпретации данных 3Д, бурение одной поисковой скважины X-1с целью поисков залежей углеводородов в отложениях юры и триаса и проведение реконструкции и восстановительных работ в скважинах Г-1 и Г-2. В проекте освещены методика и объем буровых работ, цели и задачи, условия проводки, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

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

Составила;



Тлекбаева Л.Н.

**КНИГА. ТЕКСТ
ОГЛАВЛЕНИЕ**

	Стр.
1. ВВЕДЕНИЕ	8
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	10
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	12
3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	12
3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	19
3.3. Геофизические и геохимические исследования скважин	19
3.4. Лабораторные исследования	20
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	22
4.1. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика района работ	22
4.2. Тектоника	31
4.3. Нефтегазоносность	35
4.4. Гидрогеологическая характеристика	38
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	40
5.1. Цели и задачи поисковых работ	40
5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ	40
5.3. Система расположения поисковых скважин	41
5.4. Геологические условия проводки скважин	41
5.5. Характеристика промывочной жидкости	44
5.6. Обоснование типовой конструкции скважин	46
5.7. Оборудование устья скважин	48
5.8. Исследовательские работы	48
5.8.1. Отбор кернa и шлама	48
5.8.2. Геофизические и геохимические исследования	50
5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин	52
5.8.4. Лабораторные исследования	56
6. Попутные поиски	56
7. Обработка материалов поисковых работ	57
8. Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам	58
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	69
10. Продолжительность проектируемых работ	88
11. Предполагаемая стоимость проектируемых работ	89
12. Ожидаемые результаты работ	90
12.1. Предварительная оценка ресурсов нефти газа	90
13. Основные технико-экономические показатели поисковых работ	92
14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
Список использованных источников	

СПИСОК РИСУНКОВ

№№	№ №	Наименование	Стр.
1	2.1	Обзорная карта. Масштаб 1:1000000	11
2	3.1.1	Схема изученности исследуемой территории	18
3	4.1.1	Сводный литолого-стратиграфический разрез	23
4	4.2.1	Тектоническая схема	31

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№	№ №	Наименование	Стр.
1	1.1	Координаты угловых точек геологического отвода	8
2	2.1	Общие сведения о районе работ	10
3	3.1.2	Геолого-геофизическая изученность участка Бажир	16
4	3.3.1	Объем выполненных геофизических исследований по скважинам Г-1 и Г-2	19
5	3.4.1	Описание образцов керна	20
6	4.4.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Уз Западный	39
7	5.4.1	Интервалы фактических и возможных осложнений	42
8	5.4.2	Проектный стратиграфический разрез проектной скважины	43
9	5.5.1	Характеристика промывочной жидкости проектной скважины	46
10	5.6.1	Рекомендуемая конструкция проектной скважины Х-1	47
11	5.7.1	Характеристика ПВО для скважины глубиной 1200 м	48
12	5.8.1.1	Сведения по отбору керна	50
13	5.8.2.1	Проектный комплекс ГИС	51
14	5.8.3.1	Проектные интервалы опробования в открытом стволе	55
15	5.8.3.2	Проектные интервалы опробования в эксплуатационной колонне	55
16	5.8.4.1	Комплекс лабораторных исследований в расчете на 1 скважину	56
17	8.1	Сроки проведения ликвидационных работ	59
18	8.2	Сроки работ при ликвидации скважин	59
19	8.3	Сроки работ по технической рекультивации земли	60
20	8.4	Сроки работ по биологической рекультивации земли	60
21	8.5	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины	60
22	8.6	Технические средства, используемые для выполнения работ	61
23	8.7	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	65
24	8.8	Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель	65
25	8.9	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	66
26	8.10	Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель	66
27	8.11	Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	67
28	11.1	Основные финансовые затраты проектируемых ГРП	89
29	12.1.1	Оценка ресурсов нефти по категории Сз	91

30	13.1	Основные геолого-экономические показатели поисковых работ	92
----	------	---	----

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№	Наименование	Стр.
1	Копия контракта №5309-УВС МЭ от 2 февраля 2024 г, геологического отвода и картограммы	95
2	Протокол заседания НТС ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»	101
3	Протокол совместного заседания НТС ТОО «MedeoDrillingGroup» и ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»	102
4	Копия государственной экологической экспертизы	103
5	Копия лицензии на право проектирования горных работ	110
6	Копии экспертного заключения	112
7	Копия протокола совещания ЦКРР РК	117

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ П/п	№№ Прил	Название графического приложения	Масштаб	Кол. листов	Гриф
1	1	Обзорная карта	1:3000000	1	н/с
2	2	Схема сейсмической и буровой изученности участка Бажир	1:200000	1	н/с
3	3	Сводный литолого-стратиграфический разрез		1	н/с
4	4	Тектоническая схема	1:3000000	1	н/с
5	5	Структурная карта по отражающему горизонту VI ₁	1:50000	1	н/с
6	6	Структурная карта по отражающему горизонту T ₂	1:50000	1	н/с
7	7	Глубинные разрезы		1	н/с
8	8	ГТН	1:10000	1	н/с

Всего 8 графических приложений на 8 листах, все несекретно.

1. ВВЕДЕНИЕ

По административному делению участок Бажир расположен в Кызылкогинском и Макатском районах Атырауской области.

ТОО «MedeoDrillingGroup» обладает правом недропользования на проведение разведки и добычи углеводородного сырья в пределах участка Бажир в Атырауской области на основании Контракта №5309 от 02.02.2024 г. Срок действия контракта – до 02.02.2030 г.

Площадь геологического отвода участка Бажир составляет 83,12 кв.км. Глубина отвода - до палеозойского фундамента.

Таблица 1.1 - Координаты угловых точек геологического отвода

№№ угл.тчк	Координаты угл.тчк	
	СШ	ВД
1	47°54'00"	53°19'00"
2	48°00'00"	53°19'00"
3	48°00'00"	53°25'00"
4	47°54'00"	53°25'00"

Результаты геолого-геофизических исследований и сравнительно небольших объемов поисково-разведочного бурения в исследуемом районе в целом положительные. Были открыты 3 нефтяных месторождения Уаз (1999 г), Кондыбай (1999 г), Уаз Восточный (2012 г).

Для составления настоящего проекта проведен комплексный анализ имеющихся геолого-геофизических материалов, по результатам которых ТОО «MedeoDrillingGroup» был разработан комплекс геолого-геофизических работ с целью изучения геологического строения контрактной территории и поисков залежей углеводородов.

Проектом закладывается бурение одной поисковой скважины Х-1 проектной глубиной 1200 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми и реконструкция и проведение восстановительных работ в скважинах Г-1 и Г-2.

Целью проведения этих работ является изучение геологического строения участка Бажир, уточнение структурного плана по надсолевым отложениям, выделение перспективных объектов, а также определение целесообразности постановки дальнейших геологоразведочных работ на исследуемой территории.

2. Географо-экономические условия
Таблица 2.1 - Общие сведения о районе работ

№ №	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Кызылкогинский и Макатский районы Атырауской области
2	Место базирования НГРЭ	п.Макат
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Равнина с абсолютными отметками от -7 м до 30 м. Развиты холмы, гряды, разделенные замкнутыми понижениями.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Вода подвозится из п.Макат
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	-35°С-+40°С
7	Количество осадков	150 мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Северо-восточное, до 20 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	10-20см, неравномерно
10	Геокриологические условия	Мерзлые породы отсутствуют
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Ноябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	сайгаки, волки, лисы, грызуны, пресмыкающиеся и насекомые
13	Населенные пункты и расстояния до них	г.Атырау в 160 км на юго-запад, п.Кенбай в 20 км на ЮВ
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтяное хозяйство, животноводство
16	Наличие материально-технических баз	В г.Атырау
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Нефтепровод Средняя Азия - Центр
18	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	автономные
19	Виды связи	Радио, спутниковая связь
20	Пути сообщения	Грунтовые дороги
21	Условия перевозки вахт	Автотранспортом
22	Наличие аэродромов, жд.станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	г.Атырау в 160 км на юго-запад

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Геофизические исследования в исследуемом районе начаты в начале 20 века в виде отдельных гравиметрических маршрутов, а на наиболее перспективных участках проведена площадная съемка МОВ. Планомерные гравиметрические и сейсмические исследования МОВ и МПВ, начали проводиться в послевоенные годы. В результате выявлено повсеместное развитие соляных куполов. Сейсмические работы проводились в основном методом МОВ. В результате построены структурные карты по отражающим горизонтам: VI (кровля соли), V (кровля триасового комплекса) и III (кровля юрских отложений) в присводовых и сводовых частях соляных куполов. Из-за малой разрешённости волнового поля этим методом исследований, проведение детального изучения глубокозалегающих отложений подсолевого палеозойского комплекса пород носило проблематичный характер. С 1970-х годов быстрыми темпами начато внедрение сейсморазведки МОГТ в модификации 2D, а в последующем 3D, что позволило значительно повысить эффективность поисковых работ, как по надсолевым, так и подсолевым отражающим горизонтам.

Планомерные геолого-геофизические исследования на исследуемой территории начались в 30-х годах прошлого столетия. Первоначальные сведения о характере строения были получены в результате маршрутной гравиметрической съемки, проведенной в 1932 г трестом «Эмбанефть», в результате которой удалось выявить ряд локальных минимумы Бажир, Ушоба, Жартобе и др.

В 1945-1946 гг геологопоисковой конторой треста «Казнефтегазразведка» на структуре Бажир проводилось картировочное бурение ручными станками системы «Войслав». В результате работ была составлена геологическая карта масштаба 1:25000. Одновременно с картировочными работами на минимуме Бажир проводились работы по триангуляции III-го заполняющего класса с целью получения геологической карты на твердой топооснове.

1952-1953 гг на территории листа L-39-VI Аэрогеологическая экспедиция ВАГТ проводила комплексную геологическую съемку масштаба 1:200000. По результатам этих работ с привлечением фондовых отчетов «Казахстаннефтегазразведка» составлена геологическая карта со снятием четвертичного покрова и написана объяснительная записка.

В 1957г партией №13-14/57 конторы «Казахстаннефтегеофизика» и объединения «Казахстаннефть» проводились сейсмические работы на соляных куполах Бажир, Жолдыбай и Северный Кошкар. В результате проведенных сейсмических работ

построены структурные карты по III и VI отражающим горизонтам в масштабе 1:50000 и профили масштаба 1:25000.

В 1959г А.Д.Тушкановой проводилось обобщение гравиметрических съемок Западного Казахстана. Построена карта аномалий силы тяжести 1:200000.

С 1959г по 1982г на структуре Бажир никакие работы не проводились.

В 1982г сейсмической партией №4 треста «Эмбанефтьгеофизика» проводилась съемка методом ОГТ на южном крыле структуры Бажир, на структурах Жолдыбай, Ушоба, Есболай, Молдабек Южный, Кошкар Северный. В результате этих работ построены структурные карты по III, V, РТ1, РТ2, VI отражающим горизонтам и определена глубина подсолевого ложа.

В 1987 г Гурьевская ГФЭ ПГО «Казгеофизика» партией №41 провел поисковые сейсмические исследования МОГТ в комплексе со структурным бурением в пределах межкупальной зоны Бажир-Куттыбай-Онгар.

В 1992 г Актюбинская ГФЭ «Казмунайгеофизика» провел поисково-детальные сейсмические исследования МОГТ в комплексе со структурным бурением в пределах межкупальной зоны Куттыбай-Абыл-Онгар-Бажир.

В 1990-93 гг проведено космоструктурное картирование масштаба 1:200000 на площади листов М-39-142,143 (В, Г), 144 (В, Г), L-39-8,9,10 (А,Б, 12 (А,Б), 20,21,32,33 (ПГО «Атыраунефтегазгеология», ГУ «Прикаспийгеология», ГНПП «Аэрогеология»). Выделены перспективные, но слабоизученные структуры на сводах и крыльях соляных куполов (соляной перешеек Жолдыбай Сев.-Вост. – Бажир, Кондыбай, Уаз, Кожа, Онгар, Онгар Сев.).

В 1998 г АО «Эмбанефтьгеофизика» выполнило камеральные работы по составлению сводного пакета геолого-геофизической информации по блоку «Тайсойган». Были составлены сводные структурные карты масштаба 1:100000 по кровле соли (ОГ VI), по подошве юры (ОГ V), по подошве мела (ОГ III), а также по степени надежности выявлены 24 структуры, составляющие 54 локальных объекта. Эти материалы легли в основу составления оценки перспективных и локализованных прогнозных ресурсов углеводородов.

В 1998 г выполнены работы по анализу и обобщению сейсмических материалов, полученных в прошлые годы. Тематическими работами по территории «Полигон» проанализированы и систематизированы результаты сейсмических исследований, выполненных в 1991-1997 гг геофизическими организациями АО «Эмбанефтьгеофизика» и АО «Геотекс». Выполнена оценка надежности выявленных сейсморазведкой структур. Даны рекомендации по основным направлениям рекогносцировочно-поисковых и

детальных сейсмических исследований, а также бурению поисковых скважин на конкретных структурах [3].

В 1999 г с/п 3/99 ОАО «Эмбанефтегеофизика» проводились поисковые работы на участках куполов Бажир, Кондыбай, Уз, Кныш, Туманша и Шыганколь общей протяженностью 200 пог.км.

Следует отметить, что сеть поисковых профилей являлась очень редкой и на большей части исследованной территории носила рекогносцировочный характер, что не могло существенно изменить ранее существовавшее представление о геологическом строении этой части площади. Тем не менее, оптимальное расположение поисковых профилей в пределах отдельных структур (Шыганколь) позволило существенно уточнить ее геологическое строение по надсолевым отложениям и конфигурацию кровли соленосного комплекса.

В 1999 г были проведены работы по ревизии фонда структур, подготовленных геофизическими работами[5]. Пересмотр и переинтерпретация сейсмических материалов позволили уточнить геологическое строение солянокупольных структур и скорректировать ранее выданные рекомендации или выдаваемые новые направления с поисковых и детальных работ.

В 2002 г на площадях Уз, Кондыбай и Бажир проведены поисково-рекогносцировочные геоэлектрические работы. В состав работ входила геоэлектрическая съемка масштаба 1:25000 и электрорезонансное зондирование (ЭОЗ) в центральных частях электрических аномалий типа нефтегазовая залежь. Перспективы нефтегазоносности на выявленных электрических аномалиях связываются с меловыми, юрскими и пермтриасовыми отложениями. Для выяснения продуктивности надсолевого комплекса на двух ЭА типа нефтегазовая залежь было выполнено электрорезонансное зондирование.

По результатам проведенных геоэлектрических работ на данной площади перспективы открытия новых залежей углеводородов в разрезе надсолевой толщи многократно возрастают.

В 2005 г в соответствии с геологическим заданием АО «Разведка Добыча КазМунайГаз» ТОО «Центр Консалтинг» выполнило исследования на участке Тайсойган, в пределах которого находился участок Бажир, задачами которых являлись анализ и обобщение геологоразведочных работ, проведенных к востоку от Матенкожинской зоны куполов в междуречье рек Уила и Сагиза [1].

Анализ ранее проведенных работ позволил выделить в пределах участка Тайсойган целый ряд нефтегазоперспективных участков, дифференцировать их по

степени перспективности, на части из них провести прогнозную оценку запасов углеводородов, рекомендовать объемы геофизических и буровых работ и первоочередные объекты поисковых работ. Последние оконтурены в зонах развития сквозных тектонических нарушений и на площадях отсутствия соляных масс в пределах межкупольных депрессий, являющихся путями, наиболее благоприятными для вертикальной миграции углеводородов.

В таблице 3.1.1 приведены сведения о геофизической изученности участка Бажир и прилегающей территории, в таблице 3.1.2 – сведения о пробуренных скважинах Г-1, Г-2, на рисунке 3.1.1 и графическом приложении 2 показана изученность исследуемой территории.

Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность участка Бажир и прилегающей территории

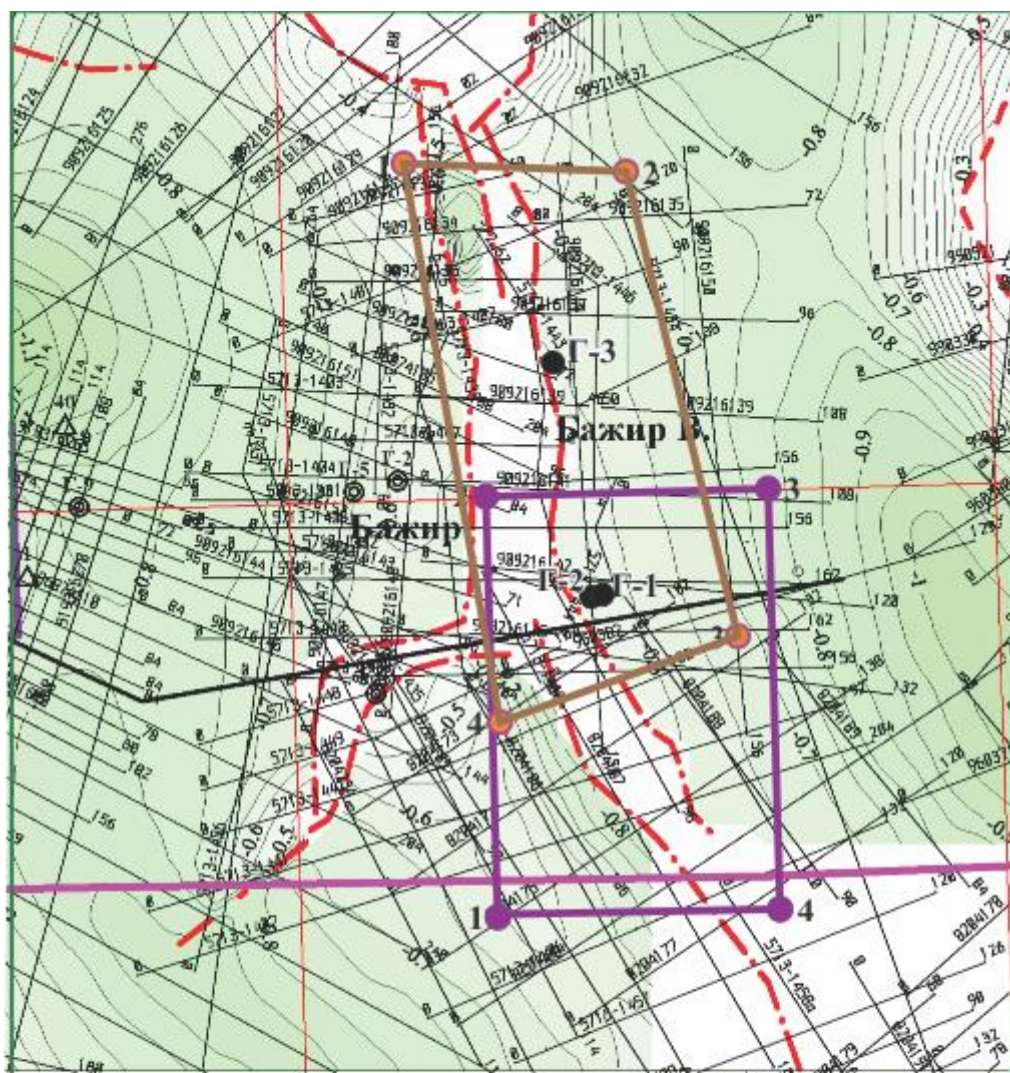
№ п/п	Виды работ. Организация, проводившая работы	Время начала и окончания работ	Объем проведенных работ	Основные результаты работ
1	2	3	4	5
1	Гравиметрическая съемка	1932-1933гг	Изучение общего гравитационного поля	Выявлены гравиметрические минимумы Уаз, Кондыбай
2	Топогеодезическая съемка	1941-1942гг	Топогеодезическая съемка в масштабе 1:100000	Планшет геологического картирования
3	Картировочное бурение, трест «Казнефтегазразведка»	1945-1946 гг	Работы проводились ручными станками системы «Войцлав»	Составлена геологическая карта м1:25000
4	Геологическая съемка. Аэрогеологическая экспедиция ВАГТ	1952-1953 гг		Составлена геологическая карта м1:200000
5	Сейсмические работы. Контора «Казахстаннефтегеофизика», объединение «Казахстаннефть»	1957 г	Сейсмические исследования на площадях Бажир, Жолдыбай, Кошкар Северный.	Построены структурные карты по III, VI отражающим горизонтам в м1:50000 и профили в м1:25000
6	СП 4/82 трест «ЭНГФ»	1982г	Сейсмические исследования на южном крыле структуры Бажир, на структурах Жолдыбай, Ушоба, Есболай, Молдабек Южный, Кошкар Северный.	Построены структурные карты по III, V отражающим горизонтам, схемы по горизонтам VI, РТ ₁ , РТ ₂ , карты изохрон по II ₁ отражающему горизонту.
7	СП41/87 ГГФЭ ПГО «Казгеофизика»	1987г.	МОГТ 2Д в комплексе со структурным бурением в межкупольных зонах Бажир-Куттыбай-Онгар.	В результате проведенных работ изучено геологическое строение надсолевого комплекса, которое характеризуется структурными картами и схемами по отражающим горизонтам III, V, VI, РТ ₁ и РТ ₂ .
8	СП16/90-92 АГФЭ «Казмунайгеофизика»	1992г.	Сейсмические исследования на площади Бажир, Куттыбай, Абыл, Онгар.	В результате проведенных работ изучено геологическое строение надсолевого комплекса, характеризующегося структурными картами и схемами по III, V, VI и РТ отражающим горизонтам в масштабе 1:50000.
9	Сейсморпация 3/99 АО «Эмбанефтегеофизика»	1999	На участках куполов Уаз, Бажир, Кондыбай, Кныш, Туманша и Шыгынколь проводились поисковые работы объемом 200 пог.км.	В результате изучено строение надсолевой толщи и построены структурные карты по II, III, V, VI и РТ отражающим горизонтам в масштабе 1:50000 и рекомендовано бурение поисковых скважин на структурах Бажир и Уаз.

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5
10	Геоэлектрическая съемка и электрорезонансное зондирование (ЭОЗ)	2002г.	Геоэлектрическая съемка масштаба 1:25000 и электрорезонансное зондирование на площадях Уз, Кондыбай и Бажир.	Результаты электроразведочных работ в целом оказались положительными и совпали с данными сейсморазведки.
11	Сейсмопартия №4 ТОО «Гео Энерджи Групп»	2012г.	Площадь полнократной съёмки структуры Бажир (восточное крыло) 86 кв. км.	По результатам интерпретации построены карты изохрон и структурные карты по 7 отражающим горизонтам, характеризующим геологическое строение надсолевых и подсолевых отложений: II (кровля меловых отложений), III (подошва меловых отложений), V (подошва юрских отложений), Т-2 (кровля среднего надкарнизного триаса), VI (кровля соли), VI-I (предположительно кровля подкарнизного триаса), П ₁ (кровля подсолевых артинских отложений) и карты толщин между горизонтами VI-V, V-III, III-II в масштабах 1:25000 и 1:50000.

Таблица 3.1.2 – Изученность площади глубоким бурением

№№ пп	№№ скв	Категория скв	Дата бурения (начало/конец)	Проектная глубина/ горизонт	Фактическая глубина/ горизонт	Конструкция скв, мм х м			Состояние скв
						Направление	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-1	Развед.	17.08/ 28.10.2011	1200/P _{1k}	1200/ P _{1k}	324х50 ВПЦ до устья	245х250 ВПЦ до устья	168х1130 ВПЦ до устья	Ликвидирована по кат.І п.а
2	Г-2	Развед.	28.05/ 13.07.2013	1400/ P _{1k}	1130/ P _{1k}	324х40,44 ОЦК не предусмотрен	245х250 ОЦК не предусмотрен	168,3х1061,91 ВПЦ 70 м от устья	В консервации



Условные обозначения:

 - контур геологического отвода участка Бажир

Г-1  - пробуренные скважины

 - контур съемки 3Д

 - линии профилей 2Д

Рис.3.1.1. Схема изученности участка Бажир

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

В соответствии с «Проектом поисковых работ на юге разведочного блока Тайсойган» на площади Бажир (восточное крыло) были пробурены 3 скважины (Г-1, Г-2, Г-3), из них на контрактной территории 2 скважины, в 2011 г была пробурена поисковая скв.Г-1, в 2013 г - скважина Г-2.

По скважине Г-1 был отобран керн в интервалах 580-589 м, 700-709 м, 950-959 м, 1009-1009 м, 1020-1029 м, 1029-1038 м, 1038-1044 м, 1195-1200 м, объем отбора - 65 м, линейный вынос керна составил 53,45 м, процент выноса – 82,2 %; по скважине Г-2 отобранный объем керна составил 54 м, линейный вынос керна – 50,7 м, процент выноса – 93,9% (табл.3.4.1).

При испытании интервала 1035-1039 м в триасовых отложениях в скважине Г-1 получен приток пластовой воды плотностью 1,16 г/см³.

В скважине Г-2 при испытании из интервала 994-997 м получен фонтан газа, из интервала 950-952 м получен приток воды с нефтью дебитом 2 м³/сут, из интервала 907-911 м притока нет, из интервала 903-906 и 908-911 м путем компрессирования получен приток воды с плотностью 1,16 г/см³.

Скважина Г-1 ликвидирована по геологическим причинам, Г-2 находится в консервации.

На основании результатов интерпретации и обработки данных ГИС в разрезе скважины в отложениях триаса (интервал глубин 1033.1-1040.0 м) выделен неоднородный песчаник. Кровельная часть пласта в интервале 1033.1-1038.3 м имеет геофизические характеристики УЭС - 1.5-2 Омм, по ГК - 7.5 мкР/ч, Кнг - 36 % и характеризуется как неоднородный песчаник слабонефтегазонасыщенный. Ниже интервал 1038.3-1040.0 м интерпретируется как заглинизированный уплотненный песчаник с незначительным содержанием УВ. По описанию керна, отобранного в данном интервале, имеются признаки УВ.

Другой пласт в отложениях триаса (интервал 1113.4-1115.2 м) имеет геофизические характеристики УЭС - 1.7 Омм, по ГК - 8.0 мкР/ч, АК - 336 мкс/м и имеет неясный характер насыщения.

3.3. Геофизические и геохимические исследования скважин

Геофизические исследования проводились каротажной станцией, совмещенной с лабораторией, регистрация данных выполнена цифровой станцией «КарСap-500», исследования выполнены на аппаратуре российского производства.

Объем выполненных геофизических исследований в скважинах Г-1 и Г-2 приведен в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Объем выполненных геофизических исследований по скважинам Г-1 и Г-2

Виды ГИС													
№ скв.	КС	КВ	ПС	БК	ИК	ИННК	МБК	МКВ	МКЗ	ГК	ВИКИЗ	ГГК-П	АК
Г-1	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
Г-2	+	+	+	+	+	+	+	+		+	-	+	+

3.4. Лабораторные исследования

По скважине Г-1 был отобран керн в интервалах 580-589 м, 700-709 м, 950-959 м, 1009-1009 м, 1020-1029 м, 1029-1038 м, 1038-1044 м, 1195-1200 м, объем отбора -65 м, линейный вынос керна составил 53,45 м, процент выноса –82,2 %; по скважине Г-2 отобранный объем керна составил 54 м, линейный вынос керна – 50,7 м, процент выноса – 93,9% (табл.3.4.1).

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

4.1. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика района работ

Осадочный чехол Прикаспийской мегасинеклизы представлен тремя структурными этажами - подсолевым, соленосным и надсолевым.

В подсолевой комплекс объединены докунгурские отложения от позднепермского до артинских включительно, мощность которых составляет 10-13 км.

Подсолевые отложения в пределах исследуемой территории залегают на глубинах 8-9 км и бурением не вскрыты.

Ко второму, соленосному, относится толща гидрохимических осадков (P_{1k}) мощностью до 3 км, обусловившая формирование солянокупольных структур.

Наиболее древними отложениями, вскрытыми глубокими скважинами на участке Бажир являются отложения кунгурского яруса нижней перми.

Надсолевой осадочный комплекс в исследуемом районе представлен отложениями триаса, юры, мела, палеогена, неогена и четвертичными осадками (рисунок 3.1.1).

Пермская система – Р

Нижний отдел – P_1

Кунгурский ярус - P_{1k}

По литологическому составу в отложениях кунгурского яруса выделяются две толщи: нижняя – галогенная и верхняя – сульфатно-терригенная.

Отложения галогенной толщи представлены каменной солью с включениями карбонатно-глинистого материала, гипса и ангидрита. Каменная соль светло-серая до белого, блестящая, полупрозрачная, крупнокристаллическая, полосчатая за счет многочисленных линзовидных включений и прослоек карбонатно-глинистого материала, гипса и ангидрита.

Отложения сульфатно-терригенной толщи (кепрок) представлены ангидритами темно-серыми, мелко- и тонкокристаллическими, крепкими, местами трещиноватыми с включениями кристаллического гипса и прослойками глины темно-серой.

Максимальная вскрытая мощность кунгурского яруса – 79 м (скв. Г-2).

Триасовая система - Т

Триасовые отложения подразделяются на две части: нерасчлененные нижний – средний отделы и верхний отдел.

Система	Отдел	Ярус	Подярус	Индекс	Литология	Мощность	Характеристика пород
Четв.				Q		11	Суглинки, пески
НЕОГЕН				N		84	Глины светло-серые, зеленовато-серые, с прослойками песка
ПАЛЕОГЕН				P		30	Глины зелёные с прослоями песка
МЕЛОВАЯ	верхний	Датский		K _{2d}		18	Мергели и мел
		Маастрихт		K _{2m}		100	Светло-серые мергели и мел
		Кампан	нижний	K _{2sp1}		116	Мергели, белые, мелоподобные
		Сантон	верхний	K _{2st2}		51	Мергели с прослоями глин и мела
			нижний	K _{2st1}		40	Мергели белые
		Коньяк	верхний	K _{2k2}		16	Мергели, глины
			нижний	K _{2k1}		10-14	Мергели белые глинистые
		Турон	верхний	K _{2t2}		26	Мергели светло-серые, песчаники светло-серые, известковистые
	нижний	Сеноман	нижний	K _{2s1}		56	Глины, алевриты, пески
		Альб	средний+верхний	K _{1al2-3}		243	Глины, алевриты, пески, угли бурые
			нижний	K _{1al1}		12-89	Глины с прослоями алевритов и песчаников
		Апт		K _{1a}		94	Глины, песчаники, реже пески
		Баррем		K _{1b}		170	Глины, песчаники, пески
		Валанжин-Готерив		K _{1v-h}		11-111	Глины зеленовато и голубовато-серые, плотные
ЮРСКАЯ	верхний	Волжский	средний	J _{3v2}		3-36	Глины зеленовато-серые, алевритистые
			нижний	J _{3v1}		15-29	Глины зеленовато-серые, плотные
		Кимеридж		J _{3km}		5	Известняки светло-серые, глинистые
		Келловей-Оксфорд		J _{3k-o}		6-7	Плотные зелёные глины с прослоями аргиллитов
	Нижний+средний	Бат		J _{2bt}		85	Чередование глин, песков и песчаников
		Байос		J _{2bs}		14-107	Глины и пески с прослоями песчаников, алевролитов и бурых углей
		Аален		J _{2a}		26-108	Глины и пески с прослоями песчаников, алевролитов и бурых углей
			нижний	J ₁		20-82	Песчаники и алевролиты
ТРИАСОВАЯ	верхний			T ₃		107	Глины, алевритистые
	средний+нижний			T ₁₋₂		9-234	Пестро-цветные серовато-зелёные глины и светло-серые песчаники
ПЕРМСКАЯ	нижний	Кунгур		P _{1k}		60	Кристаллическая соль, ангидриты

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рис.4.1.1. Обобщенная литолого-стратиграфическая колонка

Триасовые отложения подразделяются на две части: нерасчленённые нижний – средний отделы и верхний отдел.

Нижне-среднетриасовый отдел представлен преимущественно глинами с прослоями аргиллитов, песчаников и гравелитов.

В отложениях верхнего триаса преимущественное распространение имеют глины и алевриты, подчинённое – пески, песчаники, сидериты, аргиллиты, гравелиты и угли.

В скв.Г-1 Бажир мощность отложений триаса составляет 309 м.

Отложения верхнего триаса с размывом залегают на породах нижнего-среднего триаса и с размывом перекрываются отложениями юры.

Юрская система - J

Юрские отложения на исследуемой площади вскрыты скажинами на восточном крыле соляного купола Бажир. В межкупольных депрессиях они залегают на значительных глубинах.

В составе юрских отложений выделены: нижнеюрские (нерасчлененные), среднеюрские (ааленские, байосские, батские) и верхнеюрские (волжские).

Нижнийотдел - J₁

Нижнеюрские отложения повсеместно со стратиграфическим несогласием ложатся на верхнетриасовые и перекрываются отложениями аалена. Нижнеюрские осадки отличаются от ниже- и вышележащих пород более светлой окраской и подразделяются на две пачки: нижнюю песчаную и верхнюю песчано-глинисто-алевролитовую.

Песчаная пачка сложена сверху однородными, серыми, алевритистыми песками мелкозернистыми. К основанию зернистость песков увеличивается, появляется мелкая галька кварц-кремнистых пород.

Цемент песчаников карбонатный, отмечается вкрапленность пирита, растительный детрит.

Песчаная пачка имеет площадное распространение и характеризует начало цикла осадконакопления.

Алевролитно-песчано-глинистая пачка распространена повсеместно, в основном, сложена чередованием прослоев алевролитов, песков и глин.

Песчаники кварцевые, известковитые, полимиктовые с галькой кварцитов и кремней, разнозернистые. Структура песчаников псаммитовая. Полуокатанные обломки величиной 0,4 – 1мм представлены кварцем, полевым шпатом, кремнями, кварцитами, вулканитами, обломками лигнита. Иногда встречается галька кремней и кварцитов от 2 до 14мм. Цемент песчаников известковистый, участками обогащен пиритом.

Мощность нижнеюрской толщи 65 м в скв.Г-1.

Средний отдел – J₂

В литологическом отношении вся толща средней юры представлена монотонными, сероцветными, песчано-глинистыми отложениями, что затрудняет расчленение по этим признакам.

Глины серые, пепельно-серые, алевритистые, иногда песчанистые, гидрослюдистые, нередко тонкослоистые за счет присыпок по плоскостям наслоения серого, тонкозернистого алеврита и песка. Пески серые, светло-серые, тонко- и мелкозернистые, иногда с примесью алеврита. Среднее зерно 0,2 – 0,27 мм. Алевролиты

серые, темно-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые с неяснвыраженной, иногда косо́й, линзовидной слоистостью, с прослоями лигнита.

Песчаники серые, кварцевые, мелко- и среднезернистые, с различным составом цемента (сульфидный, кальцитовый).

Алевролиты серые, темно-серые, иногда с бурым оттенком, плотные. Основная масса породы сложена тонкозернистым, кварцевым алевритом с примесью глинистого материала. Цемент карбонатный.

Встречаются прослои углей. Угли бурого и темно-коричневого цвета, легкие, состоящие из углефицированных остатков флоры.

Мощность среднеюрской толщи -247 м в скв.Г-1.

Верхний отдел - J₃

Отложения верхнего отдела юры на исследуемой площади изучены недостаточно. В сводовых частях куполов они маломощные, нередко выпадают из разреза или размыты.

Отложения верхней юры с размывом залегают на среднеюрских отложениях и со стратиграфическим несогласием перекрываются отложениями валанжин-готерива.

Мощность верхнеюрской толщи -132 м в скв.Г-1.

Меловая система – К

Отложения меловой системы имеют широкое распространение на исследуемой территории и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – К₁

Отложения нижнего отдела вскрыты в сводовых частях всех соляных куполов района работ. Они делятся на нерасчлененные валанжинский-готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Отложения нижнего отдела делятся на нерасчлененный валанжинский-готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Валанжинский-готеривские отложения с несогласием залегают на образованиях верхней и средней юры и с размывом перекрываются баррем-аптскими отложениями. Они представлены преимущественно глинами. Маломощные прослои алевролитов, аргиллитов и известняков имеют подчиненное значение.

Отложения барремского яруса сложены глинами, песчаниками, реже песками.

Литологически отложения аптского яруса представлены глинами, песчаниками и песками.

Альбский ярус состоит из трех подъярусов: нижний представлен глинами с подчиненными прослоями алеврита и песчаников, средний-верхний подъярусы – глинами,

алевритами, песками с подчиненными прослоями песчаников, аргиллитов. Мощность нижнемеловых отложений в скв.Г-1 Бажир равна 256 м.

Верхний отдел – К₂

В отложениях верхнего мела выделяются сеноманский, туронский, коньякский, сантонский, кампанский, маастрихтский и датский ярусы.

Сеноманский ярус представлен нижним подъярусом, сложенным глинами, алевритами песками с подчиненными прослоями песчаников и конгломератов.

Туронский ярус представлен верхним подъярусом, сложенным песчаниками и мергелями.

Коньякский, сантонский, кампанский представлены нижним и верхним подъярусами, сложенными преимущественно мергелями с прослоями глин и мела. Маастрихтский и датский ярусы представлен мергелем и мелом.

Мощность верхнемеловых отложений в скв.Г-1 Бажир составляет порядка 190 м.

Палеогеновая система–Р

Отложения палеогена представлены породами среднего-нижнего эоцена и палеоцена, литологически сложенных глинами с прослоями песка. Максимальная вскрытая мощность картировочными скважинами равна 30 м.

Глины зеленые, темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, слюдистые с прослоями песка светло-серого, тонко-зернистого, слюдистого с обломками тонкостворчатых раковин.

Максимальная вскрытая мощность картировочными скважинами равна 30 м.

Неогеновая система – N

Отложения представлены глинами светло-серыми, зеленовато-серыми, плотными, местами слоистыми, песчанистыми, слюдистыми с включениями обломков раковин и ОРО, с прослойками песка серого мелкозернистого.

Максимальная вскрытая мощность – 84м (карт.скв.10 пл.Бажир).

Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения представлены глинами, суглинками, а в верхней части разреза – в основном песками.

Глины серовато-белые, желтовато-серые, серовато-зеленые, вязкие, песчанистые, известковистые с обломками раковин и кристаллами гипса.

Суглинки желтовато- и коричневатого-серые, уплотненные, местами загипсованные.

Пески желтовато-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, рыхлые.

Максимальная вскрытая мощность четвертичных отложений 11м (стр. скв.№32 Бажир).

4.2. Тектоника

В тектоническом отношении район работ расположен в центральной части Прикаспийской впадины, представляющей собой наиболее погруженную часть Русской платформы с докембрийским фундаментом. На структурной карте по поверхности фундамента юга Прикаспийской впадины выделяется ряд крупных поднятий и прогибов с различными глубинами залегания фундамента с общим погружением к центральной части впадины до 16 км. Выступы фундамента на юге и юго-востоке впадины Неволиним А.В. объединены в Актюбинско-Астраханскую систему поднятий, состоящую из Астраханского, Северо-Каспийского, Биикжальского и Жаркамысского поднятий (рис.4.2.1).

Фундамент имеет ступенчато-блоковое строение, а на нем залегают платформенные осадочные образования палеозоя, мезозоя и кайнозоя толщиной до 15 км.

В осадочном чехле выделяются три литолого-структурных комплекса отложений: подсолевой, солевой и надсолевой, отличающиеся друг от друга, как по условиям осадконакопления, так и тектоническому режиму. На исследуемой территории по результатам сейсмических работ МОВ и МОГТ установлено, что подсолевые отложения погружаются с юга на север, образуя в ряде случаев осложнения в виде зональных геологических тел, сложенных карбонатно-терригенными породами.

Соленосный комплекс представлен галогенными отложениями, строение которых осложняется тектогенезом. Соленосная толща, благодаря пластическому перераспределению масс, образовали различные по морфологии скопления соли: соляные гряды, массивы, валы, купола и штоки. При этом толщина соли изменяется от полного выклинивания в глубоких межкупольных мульдах до 5-6 км и выше в ядрах соляных куполов.

В исследованном районе распространены, в основном, прорванные и скрыто прорванные купола. Они образуют сложную систему соляных гряд, без чётко выраженного простирания и со сложной морфологией, сопряжённых с межкупольными депрессиями.

Надсолевой комплекс отложений включает в себя осадки от верхнепермских до современных включительно. Ведущим фактором формирования структур надсолевого комплекса является солевая тектоника.

Внедрение соляных массивов в толщу надсолевых отложений вызвало специфические дислокации в них. Вследствие этого современный структурный план пермско-триасовых, юрских и меловых отложений представляет собой отдельные,

разобщенные соляными перешейками мульды, различные по форме, размерам и простиранию.

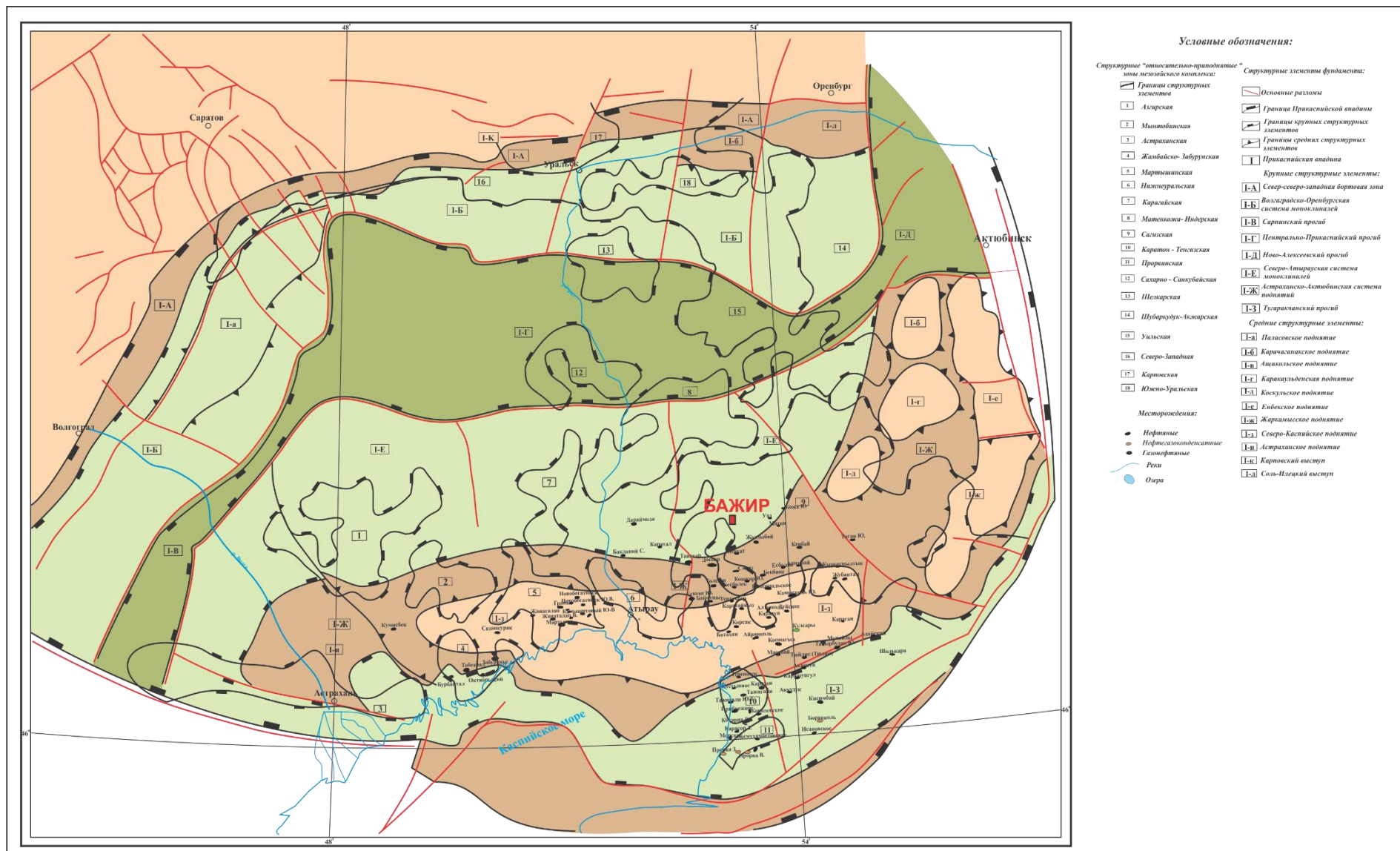


Рис.4.2.1. Схема нефтегазогеологического районирования надсолевого комплекса Прикаспийской впадины

Неогеновые и четвертичные отложения слабо дислоцированы и залегают практически горизонтально.

Соляной купол Бажир относится к погруженному типу. Кровля соли на своде залегает на глубинах 800-900 м. Простираие свода меридиональное. Ступенью субмеридионального направления свод купола по длинной оси разделен на три склона: западное, восточное и южное.

Структура Бажир Восточный по кровле среднетриасовых отложений представляет собой двухсводовое антиклинальное поднятие субмеридионального простираия и контактирует с запада с соленосными отложениями нижней перми.

Северный свод среднетриасовой ловушки по замыкающей изогипсе -1150 м имеет размеры 3.5 x 1.2 км, амплитуду 50 м.

Южный свод, расположенный в пределах контрактной территории, амплитудой выше, чем северный на 150 м. Размеры его по замыкающей изогипсе -1150 м составляют 6.0 x 1.6 км, амплитуда 200 м.

4.3. Нефтегазоносность

Исследованная территория расположена в пределах Южно-Эмбинского нефтегазоносного района, где в надсолевых отложениях открыты нефтяные месторождения Кожа Южный, Матин, Кемерколь, Орысказган, Кенбай, Жыланкабак. В непосредственной близости открыты месторождения Уаз и Кондыбай, что позволяет оценивать перспективы нефтеносности площади Бажир.

На площади Бажир глубокое поисковое бурение было проведено в 1985-1986гг Прикаспийской НГЭ. Были пробурены поисковые скважины Г-1 и Г-2.

Поисковая скв.Г-1 пробурена в сводовой части южного крыла. Сква.Г-2 пробурена на западном крыле и по сейсмическим данным попала в контур брахиантиклинальной складки. Признаков нефти и газа в скважинах не обнаружено. В 1990 г на структуре Бажир (западное крыло) пробурена скв.Г-5 Северо-Эмбинской НГРЭ. Признаков нефти и газа в скважине не выявлено.

Перспективы нефтегазоносности площади Бажир, в целом, связываются преимущественно с сероцветными отложениями среднетриасового возраста в надкарнизной части структур, которые согласно системному анализу материалов сейсморазведки и бурения распространены на всей южной части впадины. Указанный триасовый терригенно-карбонатный нефтегазоносный комплекс изобилует повсеместными нефтегазопоявлениями в виде примазок и пропитанности керна нефтью, газовых

выбросов в процессе бурения скважин и содержит на ряде площадей залежи нефти. В разрезе этого комплекса можно условно выделить три подкомплекса, отличающихся друг от друга по литолого-фациальному составу пород и по характеру и степени нефтегазопроявлений; песчано-глинистый нефтеносный подкомплекс ветлужской серии, глинисто-известняковый газоносный подкомплекс баскунчакской серии (часть которой впоследствии была отнесена к среднетриасовым отложениям) и песчано-глинистый подкомплекс верхнего триаса.

Условия залегания нефтяных горизонтов триаса разнообразны. Они вскрыты на современных и древних сводах поднятий. На современных сводах нефтяные горизонты залегают как на приподнятых, так и опущенных крыльях у крутых склонов соли.

Необходимо отметить, что поисково-разведочные работы на доюрский комплекс отложений в последние годы сопровождаются положительными результатами. Так, продуктивность нижнетриасовых (ветлужских) отложений установлена на Темирском своде (месторождения Кенкияк, Кокжиде).

В Центральной Эмбе в последние годы залежи нефти в нижнетриасовых отложениях разведаны на структурах Кырыкмылтык (три нефтяных горизонта) и Кемерколь (два нефтяных горизонта).

Анализ ранее известных триасовых залежей показывает, что продуктивные горизонты в большинстве своём приурочены к отложениям среднего триаса и расположены они не на своде, а на периферии солянокупольной структуры. Эту особенность геологического строения триасовых залежей можно проследить на примере месторождения **Котыртас Северный**, где в среднем триасе выделены 6 горизонтов – три нефтяных и два газонефтяных.

Внешняя граница ловушки, получившей название структурно-седиментационной, со стороны мульды ограничивается тектоническим нарушением, а границей с внутренней стороны (в направлении свода) служит литолого-стратиграфический экран из более молодых по возрасту преимущественно глинистых толщ поздне триасового возраста.

В пределах структуры в среднем триасе выделено пять продуктивных горизонтов: Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V. Горизонты Т-IV, Т-V нефтяные, Т-II, Т-III газонефтяные. В горизонте Т-I установлена газовая залежь.

Продуктивные горизонты залегают в интервале глубин 1050-1386 м. Высота нефтяных залежей 5-123 м, газовых 6-26 м. ВНК проводится на абс.отметках –956-1180 м, ГВК – на абс.отметках -988-1012 м. Залежи в основном пластовые, сводовые, тектонически-экранированные и частично литологически экранированные. Продуктивные

горизонты сложены терригенными породами, коллекторы поровые. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 1.2-16.6 м, газонасыщенная 1.2-11 м. Дебиты фонтанных притоков нефти составляли 21-45 м³/сут на 7 мм штуцере, а прослеживанием уровня – до 74 м³/сут при динамическом уровне 103 м. Дебиты газа достигали 71 тыс.м³/сут на 7-мм штуцере.

В целом, в пользу перспектив нефтегазоносности триасового комплекса свидетельствуют разведанные залежи нефти и газа на месторождении Макат Восточный, связанные с меловыми, среднеюрскими и триасовыми отложениями.

В триасовом комплексе месторождения Макат Восточный было установлено пять продуктивных горизонтов: три нефтяных Т-I, Т-II, Т-V и два газонефтяных Т-III, Т-IV.

В настоящее время на месторождении добыча ведётся из двух горизонтов Т-V и Т-IV. На Т-V продуктивном горизонте работают 11 скважин (7, 61, 63-66, 73, 77, 91-93) со среднесуточным дебитом 167.6 т/сут. На Т-IV продуктивном горизонте работают скважины 20 и 76 со среднесуточным дебитом 40.3 т/сут.

На месторождении **Уаз Восточный**, расположенном к востоку от участка Бажир, установлена нефтегазоносность отложений мела, средней юры и триаса.

Газонефтяной горизонт - I неокомский стратиграфически выделен в составе барремского яруса нижнего мела. Глубина залегания горизонта находится на уровне 408-544м, продуктивная часть разреза вскрыта в 4-х скважинах (У-3, У-7, У-8, У-21).

По результатам обработки материалов ГИС и MDT (модульного динамического пластоиспытателя) в кровельной части скважины У-21 выделен газонасыщенный пласт толщиной 2,2м. В остальных скважинах выделены нефтенасыщенные пласты толщиной от 1,4 м до 7,9м.

В скважине У-7 при опробовании из интервала 420,5-422,5м методом компрессирования получен приток нефти с дебитом 3,1 м³/сут, воды – 0,6 м³/сут. В скважине У-8 при опробовании интервала 416-423м на 5 мм штуцере получен приток нефти с дебитом 9,5 м³/сут, воды – 2,5 м³/сут.

ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине У-21 на абсолютной отметке -402,8м.

ВНК принят наклонным от отметки -413,5м, которая соответствует кровле водоносного пласта в скважине У-3 и до отметки -417,4м, соответствующей подошве нефтеносного пласта в скважине У-7.

Высота газовой части залежи при принятом ГНК составляет 2,8м; высота нефтяной части залежи - 10,7-14,6м.

Нефтяной горизонт – II неокомский стратиграфически относится к барремскому ярусу нижнего мела. Глубина залегания горизонта находится на уровне 478-607 м, вскрыт

всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта составляет 32-39 м, эффективная толщина коллектора составляет в среднем 8,3м, изменяясь в пределах от 4,4 до 15,5м, нефтенасыщенная - в среднем 10,6м, изменяясь от 7,3 до 13,3м. Коэффициент песчаности в среднем составляет - 0,24, коэффициент расчлененности – 2,9.

По данным материалов ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 3-х скважинах (У-3, У-5, У-21).

В скв.У-3 были получены промышленные притоки нефти с дебитами от 21,4 м³/сут до 32,1 м³/сут на 5мм штуцере из интервалов перфорации 474-478м, 452-454м и 458-462м; в скважине У-5 из интервала 449,5-455,5м на 5мм штуцере получен приток нефти с дебитом 15,17 м³/сут; в скважине У-21 получен приток нефти из интервалов перфорации 478-479,5; 471-474м дебитом 12,96 м³/сут на 5мм штуцере.

По результатам интерпретации материалов ГИС нефтяные пласты в скв.У-3 выделены до отметки -471,9м, вода выделена с отметки -472,4м. ВНК принят на абсолютной отметке -471,9м в скв.У-3 с учетом данных опробования.

Высота нефтяной залежи с учетом принятого контакта (-471,9м) составляет 30,7м.

Газовый горизонт Ю-I. К горизонту приурочена небольшая линзовидная газовая залежь, ограниченная со всех сторон зоной литологического замещения пород.

Газонасыщенность предполагается по результатам интерпретации материалов ГИС и МДТ только в одной скважине У-21, в разрезе которой выделен газонасыщенный пласт суммарной толщиной 4,8м. Площадь газовой залежи со всех сторон контролируется зоной фациального замещения пород. По разрезу ГВК условно принят по подошве газового пласта в скв. У-21 на абсолютной отметке -566,2 м. Площадь залежи составила 84 тыс.м².

Нефтяной горизонт Ю-III. Общая толщина горизонта составляет 29-44,2м, общая эффективная толщина коллектора изменяется от 9,6м до 30,8м, нефтенасыщенная толщина - 9,6-26,6м, в среднем составляет 18,2м, коэффициент расчлененности в среднем составляет 5,0; коэффициент песчаности – 0,54.

Продуктивность установлена опробованием в скважинах У-3, У-5, У-8, У-21, максимальный начальный дебит нефти на 5 мм штуцере получен в скважине У-21 и составил 33,98 м³/сут, при небольшом содержании воды – 1,4 м³/сут.

ВНК был принят наклонным и изменяется от -652,5 м (кровля водоносного пласта в скважине У-7) до -656,1м (подошва нефтяного пласта в скважине У-8) с учетом данных опробования.

Площадь нефтеносности составляет 885 тыс.м². Высота нефтяной залежи с учетом принятого ВНК составляет 47,4 - 51м.

Газонефтяной горизонт Т. Горизонт стратиграфически приурочен к отложениям верхнего триаса и содержит нефтегазовые залежи. В составе горизонта из-за разности флюидных контактов выделены два продуктивных пласта – 1 и 2, глинистый раздел между пластами составляет 4-10м.

Пласт 1. Общая толщина горизонта составляет 11-16м, общая эффективная толщина коллектора изменяется от 1,2м до 4,4м, газонасыщенная толщина в скважине У-21 составляет 1,2м, нефтенасыщенная толщина в скважине У-3 – 3,3м, коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 1 до 4 пропластков; коэффициент песчаности – от 0,08 до 0,4.

Наличие газовой шапки предполагается по данным интерпретации материалов ГИС в скв.У-21, в разрезе которой выделен газонасыщенный пласт толщиной 1,2м.

В нефтяной оторочке опробование проведено в скв.У-3, где из интервала перфорации 1066-1068м получен приток нефти с водой, дебит нефти составил 1,2 м³/сут, воды 17,5 м³/сут.

Газонефтяной контакт принят по данным ГИС на абсолютной отметке -1040,9м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скважине У-21.

ВНК условно принят по ГИС на абсолютной глубине -1064,7м по подошве нефтяного пласта в скв.У-3.

Площадь нефтеносности составляет 898 тыс.м², площади газовой шапки 290 тыс.м². Высота газовой части залежи составляет 1,2м, высота нефтяной оторочки - 8,4м.

Пласт 2. Общая толщина горизонта составляет 10-12м, общая эффективная толщина коллектора изменяется от 1,0м до 5,2м, газонасыщенная толщина в скважине У-21, выделенная по ГИС, составляет 1,0м, нефтенасыщенная толщина 2,4 – 2,5м, коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 1 до 3 пропластков; коэффициент песчаности – от 0,09 до 0,5.

Наличие газовой шапки установлено при опробовании скв.У-21, где из интервала 1064-1068м получен приток чистого газа дебитом 1,690 тыс.м³/сут на 5мм штуцере. ГНК принят на абсолютной отметке -1056,1м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скв.У-21 с учетом результатов опробования.

Нефтяная оторочка опробована в скв.У-3 и У-5. В скв.У-3 при опробовании интервала 1078-1081,5м получен приток нефти с водой в объеме 3,78 м³/сут и 3,72 м³/сут на Н ср.дин=763м.

Водонефтяной контакт принят по ГИС на абсолютной глубине -1075,3м по подошве нефтяного пласта в скв.У-3 с учетом данных опробования.

С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 656 тыс.м², площадь газовой части залежи составляет 346 тыс.м². Высота газовой шапки – 6,1 м, высота нефтяной оторочки – 19,2 м.

Нефтяной горизонт Т-II. Горизонт стратиграфически выделен в отложениях среднего триаса, к которому приурочена нефтяная залежь, выделенная только в одной скважине У-1, в остальных скважинах горизонт размыт.

Общая толщина горизонта в скважине У-1 составляет 17м, эффективная толщина коллектора - 6,4м, эффективная нефтенасыщенная -2,8м; водонасыщенная – 3,6м, коэффициент расчлененности 4; коэффициент песчаности – 0,38.

Продуктивность горизонта установлена в 2012 г по результатам опробования интервала 1205-1218м в скважине У-1, при повторном испытании этого интервала в 2015г получен приток нефти с водой дебитами 4,7 м³/сут и 4,8 м³/сут.

ВНК условно принят на абсолютной отметке –1201м по подошве нефтенасыщенного по ГИС и опробованного пласта в скв.У-1.Высота залежи с учетом принятого ВНК составила 11 м. Площадь нефтеносности - 681 тыс.м².

Нефтяной горизонт Т-III. Горизонт стратиграфически выделен в отложениях среднего триаса, к которому приурочена нефтяная залежь, выделенная только в одной скважине У-1, в остальных скважинах горизонт размыт.

Общая толщина горизонта в скважине У-1 составляет 4,0м, эффективная толщина коллектора - 2,5м, эффективная нефтенасыщенная -1,2м; водонасыщенная – 1,3м, коэффициент расчлененности 3; коэффициент песчаности – 0,63.

Продуктивность горизонта установлена по результатам опробования скважины У-1, в которой из интервала 1257-1260 м получен слабый приток нефти с водой дебитами 0,5 м³/сут и 49,1 м³/сут, соответственно.

ВНК принят на абсолютной отметке –1251,3м по прямому контакту нефть-вода по ГИС и опробованного пласта в скв.У-1.

Высота залежи с учетом принятого ВНК составила 11,5м. Площадь нефтеносности – 437 тыс.м².

Генетически образование структурно-седиментационных ловушек обусловлено консолидационными процессами, сопровождающими формирование солянокупольных структур. На определенных этапах галокинеза над периферийными участками вершин ядер соляных куполов или соляными «карнизами» образуются надсводовые мульды оседания, по периметру которых формируются остаточные выступы гидрохимических образований, осложнённые плоскостями оползней. Тела оползней, сложенные сохранившимися от

размыва сероцветными терригенно-карбонатными породами среднего триаса, содержат в себе пласты пород-коллекторов. При этом прослежена чёткая закономерность – скопления нефти и газа концентрируются над периферийными первыми осложнениями соли только в отложениях среднего триаса, а юрские и меловые залежи на этом же крыле структуры могут быть встречены в условиях надсводового их залегания, где породы среднего триаса имеют незначительную толщину или представлены верхним отделом триасовой системы.

Особенностями строения внутренней и внешней зон структурно-седиментационных ловушек обусловлен характер их нефтегазоносности. Во внутренних зонах (в так называемом купольном триасе) в отложениях среднего триаса выявлены многопластовые залежи (месторождения Котыртас Северный, Орысказган, Ащиколь Южный, Жанаталап Восточный, Таскудук, Таскудук Западный и др.), тогда как во внешних зонах этих ловушек (в мульдовом триасе) в большинстве случаев скопления нефти и газа отсутствуют.

Форма, тип и режим залежей

Залежи нефти и газа, которые ожидается встретить в юрских и триасовых отложениях, будут приурочены к структурным или стратиграфическим ловушкам.

По условиям залегания и типу ловушки сводовые, литологически и тектонически экранированные.

Обоснованием выделения такого типа ловушек является хорошая информативность временных разрезов сейсмических профилей и присутствие аналогичных пластов-коллекторов во вскрытом разрезе месторождений Уз, Кондыбай и т.д.

Залежи нефти и газа в юрских и триасовых отложениях предполагаются пластовые сводовые с элементами тектонического и литологического экранирования.

По фазовому состоянию углеводородов залежи будут нефтяными или нефтегазовыми.

Режим залежей в юре и триасе ожидается газонапорный либо водонапорный.

4.4. Гидрогеологическая характеристика

В пределах Прикаспийского артезианского бассейна выделены три основных комплекса отложений – меловой, юрский и пермотриасовый

Отложения отличаются друг от друга по химическому составу вод, гидродинамическим показателям и по геотермическим условиям.

Для описания гидрогеологических условий месторождения Уаз были взяты также данные по соседнему месторождению Матин, так как гидрогеологические исследования на самом месторождении Уаз были проведены в неполном объеме (отобраны две пробы воды из среднеюрских отложений).

На западном поле южного крыла месторождения Уаз из среднеюрских отложениях в скважинах №№11, 12, 14, 16, 17 были получены притоки воды совместно с нефтью незначительных дебитов от 0,03 до 1,5 м³/сут (интервал опробования 470 - 498 м).

На соседнем месторождении Кондыбай гидрогеологические исследования проводились в процессе испытаний поисково-разведочных скважин. Всего отобрано 2 пробы воды из юрских отложений из двух скважин 1 и 3 на проведение анализов по определению химического состава и физических свойств.

Триасовый водоносный комплекс представлен мелко – и среднезернистыми песчаниками и песками с прослоями песчанистых глин и алевролитов.

Среднее значение минерализации по скважинам южного крыла равно 259,3 г/дм³. Среднее значение плотности воды соответственно равно 1,176 г/см³. Воды хлоркальциевого типа по В.А. Сулину, хлоридно-натриевого состава. Коэффициент метаморфизации $\text{гNa}^+/\text{гCl}^-$ изменяется от 0,91 до 0,93.

Нижнеюрский водоносный горизонт на месторождении Матин не опробован, так как по характеристике ГИС в нижнеюрских отложениях не выделяется продуктивных горизонтов. Дебиты вод на соседних месторождениях Макат и Жолдыбай варьируют от 16,08 м³/сут при среднем динамическом уровне равном 53 м до 615 м³/сут при среднем динамическом уровне 600 м. Статические уровни установились на отметках от 13 м до 40 м ниже поверхности земли.

Среднеюрский водоносный горизонт. Среднеюрские горизонты продуктивны на южном, восточном и северо-западном крыльях месторождения Матин. Пластовые воды среднеюрских горизонтов изучены во время испытания продуктивных горизонтов. Дебиты вод, полученные совместно с нефтью в начальный период разведки месторождения, в основном, незначительные, а в процессе эксплуатации месторождения дебиты воды растут. Дебиты вод, полученные в более поздний период, варьируют от 74,5 м³/сут в скважине №114 до 167 м³/сут в скважине №104. Пластовое давление равно 7,23

мПа, пластовая температура – 33⁰С. Глубина залегания пластовых вод на восточном крыле 590 - 712 м, на южном 760-870 м и на северо-западном 930 - 1090 м. Среднее значение минерализации по скважинам восточного крыла равно 229,26 г/дм³, южного – 239,55 г/дм³ и северо-западного – 242,02 г/дм³. Среднее значение плотности воды соответственно на крыльях равно 1,153, 1,164 и 1,166 г/см³. Воды по В. А. Сулину хлоркальциевого типа и хлоридно-натриевого состава. Коэффициент метаморфизации rNa^+/rCl^- изменяется от 0,89 до 0,91.

Верхнеюрский водоносный горизонт вскрыт и испытан в скважине №9, пробуренной в пределах восточного крыла. Из интервала исследования 593 - 596 м отобрана проба воды с минерализацией 196,2 г/дм³ при удельном весе 1,134 г/см³. Воды хлоркальциевого типа по В. А. Сулину, хлоридно-натриевого состава. Коэффициент метаморфизации rNa^+/rCl^- равен 0,89.

Меловой водоносный комплекс объединяет неокомский, альбский и аптский водоносные горизонты. В пределах восточного крыла наиболее изучены приконтурные воды I-II неокомских продуктивных горизонтов, на южном и северо-западном крыльях - воды аптских продуктивных горизонтов. Водоносные горизонты представлены, в основном, серыми и зеленовато-серыми мелкозернистыми песками и песчаниками с прослоями алевроитов и глин. Глубины залегания водоносных горизонтов 480 - 680 м. Наиболее глубоко залегающие горизонты находятся на северо-западном крыле.

Физические свойства и химический состав подземных вод

На месторождении Уаз пластовая вода была получена в скважинах 17 и 32. В скважине 17 по результатам лабораторных анализов удельный вес воды из интервала 495-498м составил 1,0880 г/см, минерализация воды – 215,6 г/л. Коэффициент метаморфизации rNa^+/rCl^- - 0,90, Отношение rCa^{2+}/rMg^{2+} от 1,10. Реакция воды pH=6,3. Величина общей жесткости достигает 230 мг-экв/дм³

В скважине 32 проба воды взята из интервала 528-532м. Минерализация воды составила – 229,6 г/дм³, удельный вес - 1,1485 г/см³. Коэффициент метаморфизации rNa^+/rCl^- - 0,93. Отношение rCa^{2+}/rMg^{2+} - 1,60. Реакция воды pH=5,6. Величина общей жесткости достигает 285 мг-экв/дм³. Содержание йода 0,52 мг/л, брома - 1,14 мг/л. (таблицы 3.5.1-3.5.2).

Таблица 4.4.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Уаз

№ пп	№№ скв.	Дата отбора анализа	Интервал перфорации,м	Горизонт	Плотность при 20°С, г/см ³	рН	Соленость, °Ве г/100г	Содержание ионов, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %экв						Общая минерализация, мг/дм ³	Общ минер., г/дм ³ .	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину	Микрокомпоненты				
								HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ²	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^-}$	$\frac{rCl^-+rNa}{rMg^{+2}}$	$\frac{rSO_4^{2-}}{100rSO_4^{2-}+rCl}$		J	Br	B	Sr	Fe
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
Западное поле Южного крыла																										
1	17	<u>23.08.10</u> 24.08.10	495-498	Ю- I+II	1.088	5.15	19	12 0.2 0.003	0 0 0	132219 3728.58 49.99	3607 179.99 2.41	2067 169.91 2.28	77714 3380.56 45.32	215619 7459 100	215.6	349.9	0.91	1.06	2.05		ХК	0.12				
2	32	<u>26.03.09</u> 30.03.09	528-532	Ю- III	1.149	5.6	18.9	37 0.61 0.01	0 0 0	140281 3955.92 49.98	3507 175.00 2.21	1338 109.98 1.39	84448 3673.49 46.41	229611 7915 100	229.6	285.0	0.93	1.59	2.57		ХК	0.52	1,14			
Среднее значение:					1.118	5.4	19.0	8.30		136250	3557	1703	81081	222615	222.6	317	0.92					0.32	1.14			

Таблица 4.4.2 - Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Матин (мел)

№ пп	№ скв.	Дата отбора анализа	Интервал перфорации, м	Горизонт	Плотность при 20°С, г/см ³	pH	Соленость, °Be г/100г	Содержание ионов, г/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %-экв						Общая минерализац ия, г/л	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину	Микроэлементы, мг/л			
								HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ²	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^-}$	$\frac{rCl^-+rNa}{rMg^{+2}}$	$\frac{rSO_4^{2-}}{100rSO_4^{2-}+rCl}$		B	J	Br	NH ₄
1	2	3	4	5	6	8	7	9	10	11	12	13	14	15	16	18	19	20	21	22	23	24	25	26
месторождение Матин (Восточное крыло)																								
1	14	26.02.88	485-492	I неок	1.126	5.95	16.4	0.037 0.6 0.01	0.02 0.41 0.01	116.4 3283.5 49.98	3.4 170 2.59	1.7 140 2.13	68.4 2974.5 45.28	190.0	310	0.91	1.21	2.21	0.01	ХК	3.7	2.6	131	30
2	14	<u>25.07.95</u> 31.07.95	475-485	I неок	1.142	7.15	18.2	0.195 3.2 0.05	1.70 35.43 0.51	120.6 3401.9 49.44	5.6 277.5 4.03	1.967 162.5 2.36	69.0 3000.6 43.61	199.1	440	0.88	1.71	2.47	1.03	ХК	-	-	-	-
3	19	<u>30.09.00</u> 03.10.00	506-509	I неок	1.143	7.05	18.3	0.04 0.6 0.01	- - -	125.0 3524.9 50	3.31 165 2.3	3.34 275 3.9	70.97 3085.5 43.8	202.7	440	0.88	0.60	1.60		ХК	-	-	-	-
4	18	<u>2.12.88</u> 5.12.88	523-533	II неок	1.157	7.8	19.8	0.134 2.2 0.03	0.1 2.08 0.03	143.9 4058.04 49.94	4.03 201.03 2.47	1.755 144.32 1.78	85.49 3716.97 45.75	235.4	345	0.92	1.39	2.36	0.05	ХК	-	0.8	148	-
5	5М	<u>30.07.10</u> 02.08.10	532- 535,5	I неок	1.129	5.6	16.8	49 0.8 0.01	- - -	116.9 3295.56 49.99	3.51 175 2.65	2.31 190 2.88	67.4 2931.36 44.46	239.1	365	0.89	0.92	1.92		ХК	-	0.3	3.2	-
Среднее значение по I неокому:					1.139	6.7	18	9.9	0.6	124.6	4.0	2.2	72.3	213.2	388.8						3.7	1.2	94.1	30

5.МЕТОДИКА И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи поисковых работ

Наличие месторождений, открытых в меловых, юрских и триасовых отложениях на смежных территориях; структурные условия, осложненные глубинными разломами различной ориентации и протяженности, по которым могли мигрировать углеводороды, доступные для бурения глубины являются основными обоснованиями необходимости проведения поисковых исследований в пределах контрактной территории.

Настоящим проектным документом с целью поисков залежей углеводородов в юрских и триасовых отложениях и уточнения геологического строения предусматривается проведение переинтерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д, проведение реконструкции и восстановительных работ в скважинах Г-1 и Г-2 и бурение поисковой скважины Х-1 проектной глубиной 1200 м.

Перед поисковым бурением ставятся следующие задачи:

- поиски промышленных залежей нефти и газа в триасовых отложениях;
- изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- получение исходных данных для оценки запасов углеводородов;
- подсчет запасов углеводородов.

5.2.1. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ

Подавляющая часть затрат в геологоразведке приходится на дорогостоящее бурение глубоких скважин. В связи с этим резко возрастают требования к выбору объектов поискового бурения и рациональному размещению поисковых скважин.

В связи с этим, на первом этапе планируется провести переинтерпретацию данных 3Д с целью поисков возможных нефтегазоперспективных объектов. Результатом интерпретации данных сейсморазведки является геологическая модель, которую можно описать как сумму конечной совокупности слоев различной мощности, физических свойств (плотности и сейсмической скорости) и структурных соотношений. Интерпретация такой модели ведется для выявления структур, определения литологических изменений, стратиграфии и перспективности наличия углеводородов.

Как показал анализ имеющегося геолого-геофизического материала, основные перспективы открытия залежей углеводородов следует связывать с отложениями триаса.

Комплекс поисковых работ включает проведение переинтерпретации данных МОГТ 3Д в объеме 50 кв.км.

Настоящим проектом не предусматривается проведение полевых сейсморазведочных работ.

5.2.2. Проведение реконструкции и восстановительных работ в скважинах Г-1 и Г-2

На контрактной территории пробурены 2 скважины, в 2011 г была пробурена поисковая скв.Г-1, в 2013 г –разведочная скважина Г-2.

Скважина Г-1

Разведочная скважина Г-1 пробурена в сводовой части южной ловушки, выделенной в триасовых отложениях на структуре Бажир (восточное крыло). Начало бурения 17 августа 2011 г, окончание бурения – 28 октября 2011 г.

Фактическая глубина 1130 м, альтитуда земли - минус 12,12 м, забой в отложениях соли.

Конструкция скважины приведена в таблице 3.1.2.

По скважине Г-1 был отобран керн в интервалах 580-589 м, 700-709 м, 950-959 м, 1009-1009 м, 1020-1029 м, 1029-1038 м, 1038-1044 м, 1195-1200 м, объем отбора - 65 м, линейный вынос керна составил 53,45 м, процент выноса – 82,2 %. В кернах, отобранных из интервалов 1020-1025, 1029-1038, 1038-1039 м отмечены признаки нефтенасыщенности в виде пятна и слабого запаха углеводородов.

По результатам ГИС выделены продуктивные пласты-коллекторы в интервале 1033,1-1040 м.

В результате испытания интервала 1035-1039 м получен приток пластовой воды удельным весом 1,16 г/см³.

Скважина Г-1 ликвидирована по категории I пункту «а». установлены цементные мосты в интервалах 1070-1020 м и 250-200 м.

Скважина Г-2

Разведочная скважина Г-2 пробурена в сводовой части южной ловушки, выделенной в триасовых отложениях на структуре Бажир (восточное крыло). Начало бурения 28 мая 2013 г, окончание бурения – 13 июля 2013 г.

Фактическая глубина 1130 м, альтитуда земли - минус 12,28 м, забой в отложениях соли.

Конструкция скважины приведена в таблице 3.1.2.

По скважине Г-2 отобранный объем керна составил 54 м, линейный вынос керна – 50,7 м, процент выноса – 93,9%. Керна в интервалах 950-959, 1000-1003,5, 1003,5-1009, 1020-1029, 1029-1047 м представлены песчаниками и глинами без признаков нефтенасыщенности.

По результатам ГИС выделены продуктивные пласты-коллекторы в интервалах: 903,5-906,4 м, 908-910,4 м, 994,2-996,3 м, 997,6-999 м.

Освоение: Перфорация

В скважине испытано 4 объекта, из которых в объекте I(994-997 м) получен фонтан газа, в объекте II (950-952 м)- притоки воды с нефтью, в двух интервалах (907-911 м и 903-906, 908-911 м) – путем компрессирования получен притоки воды с плотностью 1,16 г/см³.

22.06-05.08.2013 г в интервале перфорации 950-952 м в интервале 930-981,9 м проводили промыслово-геофизические исследования на определение профиля притока и гидродинамических параметров при освоении скважины струйным насосом. По данным исследования из интервала притока 950-950,5 м получена нефть дебитом 0,9 м³/сут, из интервала 951,4-952 м приток воды и нефти дебитом 1,1 м³/сут.

Скважина Г-2 находится в консервации.

Обоснованием проведения реконструкции и восстановительных работ на участке Бажир являются положительные результаты бурения скважины Г-2, положительные признаки нефтенасыщенности по данным ГИС и образцам керна.

В задачу проекта входит уточнение геологического строения вскрываемого разреза участка Бажир, прослеживание и оконтуривание залежей углеводородов в триасовых отложениях, дальнейшее изучение литолого-фациальных особенностей разреза и физических параметров пород-коллекторов.

Целью реконструкции и проведения восстановительных работ в скважинах Г-1 и Г-2 является уточнение добычных возможностей скважин, определения физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационных характеристик продуктивных горизонтов.

Реконструкция и восстановительные работы

Проведение работ начинают с подготовки буровой площадки. Работы необходимо начинать с подготовки буровой площадки размером 1,6 га, необходимо провести обваловку площадки, снять плодородный слой почвы.

Для проведения восстановительных работ в скважинах необходимо использовать буровую установку типов ZG-20, АРБ-100 или аналоги, которые должны отвечать следующим требованиям:

- иметь необходимую грузоподъемность для ведения аварийных работ при ликвидации прихватов,
- соответствовать стандартам и инструкциям Республики Казахстан;
- обеспечивать безопасность и эффективность ведения работ;
- обеспечивать защиту окружающей природной среды;
- иметь системы контроля над скважиной для эффективного реагирования на возможное высокое давление;
- позволять свободно размещать на устье противовыбросовое оборудование, согласно утвержденной схеме монтажа;
- иметь, как минимум, три ступени очистки бурового раствора (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель);
- содержать противовыбросовое оборудование;
- иметь другие системы жизнеобеспечения и безопасности персонала.
- иметь аварийные инструменты для ликвидации последствий аварий.

Настоящим проектом предусматривается проведение ловильных работ в случае выявления аварийных ситуаций в процессе обследования технического состояния восстанавливаемых скважин.

Вначале работ необходимо установить устьевое и противовыбросовое оборудования.

При наличии в скважине цементных мостов их разбуривают, скважину промывают до искусственного забоя и после оборудования устья скважину осваивают.

Вскрытие продуктивных пластов предусматривается осуществлять с применением экологически чистых полимерных растворов.

Следующим этапом в процессе восстановительных работ является проведение геофизических исследований скважин с целью определения качества цемента, состояния эксплуатационной колонны и характера насыщения пластов.

Для определения герметичности колонны необходимо проведение термометрии, манометрии, СТИ, АКЦ, МДС толщины колонны (электромагнитный дефектомер), ЛМ - локатор муфт.

Для выделения работающих интервалов – проведение ЛМ, термометрии, манометрии, влагометрии, резистивиметрии, СТИ, расходомерии.

В зависимости от результатов каротажных работ будет приниматься решение о проведении ремонтных цементных работ, проведение испытаний интервалов заново, либо проведение повторной перфорации интервалов, изоляции интервалов и т.д.

С целью получения притока пластового после проведения восстановительных работ проектируется провести опробование продуктивных интервалов.

В результате опробования должны быть получены данные о дебитах флюидов, о составе нефти, газа и характеристике воды, сведения о пластовом давлении, о выносе песка.

Основными целями исследования скважин являются:

- Подтверждение присутствия углеводородов;
- Установление продуктивности исследуемых пластов;
- Отбор поверхностных и глубинных проб нефти, газа и воды для определения их физико-химических свойств;
- Сбор данных КВД для определения фильтрационно-емкостных свойств породы в зоне дренирования скважины и обнаружения возможных барьеров, ограничивающих движение нефти в глубине пластов.

Для этих целей планируется провести многорежимное исследование скважины через тестовый сепаратор с применением различных штуцеров.

При исследовании будут замерены следующие параметры:

- Дебиты нефти, дебиты газа сепарации и общие дебиты газа через штуцеры, а также дебиты воды на разных штуцерах;
- Усадка нефти, наличие механических примесей и воды в продукции скважины;
- Плотность газа, определение концентрации кислых и инертных компонентов в газе;
- Плотность и соленость воды;
- Забойное давление и температуры.

Весь цикл реконструкции и проведения восстановительных работ в скважинах Г-1 и Г-2 будет подробно разработан в проекте реконструкции скважин.

5.3. Система расположения проектных скважин

Настоящим проектом предусматривается проведение бурение поисковой скважины с целью поисков залежей углеводородов в отложениях триаса.

Поисковая скважина X-1 закладывается на структуре Бажир (восточное крыло) с проектной глубиной 1200 м, проектный горизонт – отложения кунгурского яруса нижней перми. Целью бурения являются поиски залежей углеводородов в отложениях юры и триаса. Местоположение скважины: 47°57'23,2" СШ 53°21'19" ВД.

Проектный стратиграфический разрез скважины X-1 с проектной глубиной 1200 м

Проектный стратиграфический разрез	Интервал, м
Четвертичная, неогеновая, палеогеновая системы Q+N+P	0-190
Меловая система, нижний отдел K ₁	190-440
Юрская система, верхний отдел J ₃	440-560
Юрская система, средний отдел J ₂	560-810
Юрская система, нижний отдел J ₁	810-875
Триасовая система, верхний отдел T ₃	875-910
Триасовая система, нижний+средний отделы T ₁	910-1140
Пермская система, нижний отдел, кунгурский ярус P _{1k}	1140-1200

5.4. Геологические условия проводки скважин

Во время бурения скважин в районе участка Бажир посредством испытания пласта и геофизическими методами были получены данные по пластовым давлениям. Мезокайнозойские отложения характеризуются нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до 0,108 кгс/см², а также которые необходимо учитывать при строительстве проектных скважин.

В проектной скважине можно ожидать следующие градиенты давления:

- 1,00 г/см³ на 10 м у башмака первой обсадной колонны.
- 1,03 г/см³ на 10 м у башмака первой промежуточной колонны.
- 1,08 г/см³ на 10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны

Проводка поисковой скважины предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения с применением современной технологии и техники бурения скважин.

Главной задачей бурения скважины является достижение запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта с получением притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для выполнения этих задач необходимо учитывать опыт бурения всех ранее пробуренных скважин в данном районе.

В приведенной таблице 5.4.1 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий по предотвращению аварий в них. Скважина, вскрыв проектную глубину, выполнит свое основное назначение – получение притоков УВ и открытие новых залежей УВ.

Таблица 5.4.1 - Интервалы фактических и возможных осложнений

Инт-лы глубин, м	Породы, слагающие интервал	Возможные осложнения
Q+N+P	Представлены породы глинами серовато-белые, желтовато-серые, серовато-зеленые с прослоями песка. Суглинки желтовато- и коричневатого-серые, уплотненные. Пески желтовато-серые, мелко- и	Поглощение бурового раствора Прихват из-за обвала

	среднезернистые, глинистые, рыхлые.	стенок скважины, осыпи, увеличенный вынос шлама. Сальникообразование, заклинки. Набухание глинистых частиц под воздействием фильтрата бур. раствора или образование толстых глинистых корок за счет размыва забоя. Возможны нефтегазоводопроявления, разгазирование бурового раствора, падение, плотности промывочной жидкости, дегазация, выход нефти в промывочной жидкости.
К	Отложения представлены в основном сложенным глинами алевроитами песками с подчиненными прослоями песчаников и мергелями с прослоями мела.	
Ј	Глины серые, пепельно-серые, алевроитистые, иногда песчанистые. Пески серые, светло-серые, тонко- и мелкозернистые. Алевролиты серые, темно-серые, кварцевые. Песчаники серые, кварцевые, мелко- и среднезернистые. Алевролиты серые, темно-серые, иногда с бурым оттенком, плотные. Встречаются прослои углей. Угли бурого и темно-коричневого цвета.	
T ₃	В отложениях верхнего триаса преимущественное распространение имеют глины и алевроиты, подчинённое – пески, песчаники, сидериты, аргиллиты, гравелиты и угли.	
T ₂	Среднетриасовый отдел представлен преимущественно глинами с прослоями аргиллитов, песчаников и гравелитов.	
P _{1k}	Представлена каменной солью с включениями карбонатно-глинистого материала, гипса и ангидрита. Каменная соль светло-серая до белого, блестящая, полупрозрачная, крупнокристаллическая. Ангидриты темно-серыми, мелко- и тонкокристаллическими, крепкие.	

Проектируемой скважиной будут вскрыты отложения от четвертичного возраста до кунгурского яруса включительно.

Ниже в таблице 5.4.2 приводится проектный стратиграфический разрез закладываемой скважины.

Таблица 5.4.2 - Проектный стратиграфический разрез для проектной скважины X-1

№ п/п	Возраст	Ин-ты залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направления падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давление, атм	температура, °С
1	2	3	4	5	6	7
1	Q+N+P	0-190	Глины серовато-белые, желтовато-серые, серовато-зеленые с прослоями песка. Суглинки желтовато- и коричневатые-серые, уплотненные.	до 1	5,0	20

			Пески желтовато-серые, мелко- и среднезернистые.			
2	K	190-440	Глинами алевролитами песками с подчиненными прослоями песчаников и мергелями с прослоями мела.	до 3	46,3	28
3	J	440-875	Глины серые, пепельно-серые. Пески серые, светло-серые. Алевролиты серые, темно-серые, кварцевые. Песчаники серые, кварцевые. Алевролиты серые, темно-серые. Угли бурого и темно-коричневого цвета.	до 3	90,6	34
4	T ₃	875-910	Глины и алевролиты, подчинённое – пески, песчаники, сидериты, аргиллиты, гравелиты и угли.	до 3	98,8	36
5	T ₂	910-1140	Глинами с прослоями аргиллитов, песчаников и гравелитов.	до 3	123,1	40
6	P _{1k}	1140-1200	Каменная соль светло-серая до белого, блестящая, полупрозрачная, крупнокристаллическая. Ангидриты темно-серыми, крепкие.	до 5-10	135,6	42

5.5. Характеристика промывочной жидкости

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

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

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

При использовании не ингибированных промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что

приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

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

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

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

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

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

Для проводки проектируемых скважин предлагается следующий тип промывочной жидкости:

1. При бурении под направление - бентонитовый раствор с параметрами: плотность 1120-1150 кг/м³, условная вязкость 45-50 сек., фильтрация 6-8 см³ за 30 мин.
2. При бурении подкондуктором - полимеркалийевый раствор с параметрами: плотность 1150-1180 кг/м³, условная вязкость 40-45 сек., фильтрация 5-6 см³ за 30 мин.

3. При бурении под эксплуатационную колонну - полимеркалиевый раствор с параметрами: плотность 1180-1240 кг/м³, условная вязкость 35-40 сек., фильтрация 4-5 см³ за 30 мин.(таблица 5.5.1).

Таблица 5.5.1 - Характеристика промывочной жидкости проектной скважины X-1

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Плотность - г/см ³	Вязкость, сек.	Водоотдача см ³ за 30 мин.	Наименование химических реагентов
0-50	Бентонитовый раствор	1,12-1,15	45-50	6-8	Каустическая сода, Кальц. сода, Оснопак ВО, Гамаксан, Бентонит, Техническая вода
50-250	Полимеркалиевый раствор	1,15-1,18	40-45	5-6	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren, CaCO ₃ , antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота, Техническая вода
250-1200	Полимеркалиевый раствор	1,18-1,24	35-40	4-5	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren, CaCO ₃ , antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота, Техническая вода

5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

Согласно настоящему проектному документу планируется бурение поисковой скважины X-1.

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения поисковых скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в отложениях юры и триасарекомендуется конструкция скважин, приведенная ниже.

Для скважины X-1предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø323,9 мм х 50м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** Ø244,5 мм х 250м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм х 1200м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 5.6.1.

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Группа прочност и стали	ВПЦ за колонной, м	Примечание
Направление	393,7	323,9	50	Д	устье	ОТТМа
Кондуктор	295,3	244,5	250	Д	устье	ОТТМа
Эксплуатационная	215,9	168,3	1200	Д	устье	ОТТМа
Примечание:* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.						

5.7. Оборудование устья скважин

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора Ø245мм на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление. Характеристика ПВО приведена в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1 – Характеристика ПВО для скважин

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны на которую устанавливается превентор, мм
1	2	3	4	5
ОП42-230/80x21	21	9,3	2	244,5
ОКК1-21-168x245	21	15,1	1	168,3x244,5
АФК1 65/65-21	21	15,1	1	168,3

5.8.1. Отбор керна и шлама

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

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

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

Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим документом, характеризующим разрез скважины. Временное хранение, укладка керна в ящики, литологическое описание керна и другие мероприятия по работе с

каменным материалом должны осуществляться в соответствии с «Едиными правилами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ». Интервалы отбора керна определены, исходя из мощности и глубин залегания перспективных горизонтов.

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

Отбор шлама начинается с глубины 30 м и продолжается через каждые 10м проходки, при обнаружении в шламе признаков нефти отбор шлама необходимо производить через 1м до полного исчезновения признаков. Шлам анализируется на содержание тяжелых фракций и определяется механический состав пород.

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

Проектом предусматривается отбор керна в проектной скважине не менее 6% от общей проходки.

В таблице 5.8.1.1 приведены проектные интервалы отбора керна по проектной скважине X-1, которые будут уточняться геологической службой ТОО «MedeoDrillingGroup» по данным газокаротажных исследований и по шламовым материалам.

При вскрытии продуктивной толщи отбор керна производится сплошным забоем до полного прекращения признаков УВ.

Таблица 5.8.1.1 - Сведения по проектному отбору керна

№№ скв	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4	5
Х-1	950-968	18	Т ₂	I
	980-998	18		
	1020-1038	18		
	1050-1068	18	Р1к	
	1195-1200	5		

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования в скважинах

Геофизические и геохимические исследования, предусмотренные настоящим проектом, 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 сейсмокаротаж (ВСП), отбор проб флюидов. Для проведения каротажа перед спуском кондуктора и технической колонны предлагается привлекать местные геофизические компании. 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 во всех скважинах 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 масштабе 1:200 в скважинах 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.

Для решения задач по изучению вскрываемого разреза в скважине проектируется (таблица 5.8.2.1) выполнение комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнять инклинометрию по всему стволу скважины с точками замера через 10 м.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

Таблица 5.8.2.1 - Проектный комплекс ГИС

Наименование работ	Интервал записи, м
1. Стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС), самопроизвольная поляризация (ПС), радиоактивный каротаж (GR, CNL), кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия	0-250 м
2. Привязка интервалов отбора керна по ГК, БК, КВ	250-1200 м
3. Разноглубинный каротаж (ВИКИЗ), акустический каротаж (SL), радиоактивный каротаж (GR, CNL), гамма-плотностной каротаж (LDT), фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD), ПС, КС (стандартный зонд), ИК, кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия	250-1200 м
4. Измерение пластового и гидростатического давления в стволе скважины модульным динамическим пластоиспытателем МДТ или RFT	Для замера пластового давления с послед. оценкой проницаемости пород
5. Геолого-технические исследования и газовый каротаж	50 м – до проектной глубины
6. Акустический цементометраж, ОЦК	0-1200 м
7. ВСП	0-1200 м
8. Газовый каротаж	0-1200 м

В процессе бурения скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от результатов проводки скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений» первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

В случае получения отрицательного результата, противоречащего промыслово-геофизическому заключению, в скважине необходимо выполнить комплекс ГИС-контроля.

Для изучения скоростной характеристики и стратиграфической привязки вскрываемого разреза к сейсмическим данным необходимо проведение вертикального сейсмопрофилирования (ВСП).

В случае обнаружения промышленных скоплений УВ должна рассматриваться целесообразность применения полного акустического сигнала (DSI), ядерно-магнитного резонанса (CMR), микросканера (FMI).

5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин

Продуктивные горизонты ожидается вскрыть в отложениях триаса. Интервалы опробования и испытания будут уточнены по данным промыслово-геофизических исследований и другим данным.

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

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

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

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

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

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойного давления и температуры на трех-четырех режимах. На всех режимах отбираются глубинные пробы. Определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

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

После отработки исследования проводят, начиная от меньшего дебита пластового флюида до более высокого дебита. Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления дебитов. Исследование скважин проводят не менее чем на 3-5 режимах прямого хода. На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме и провести аналогичные замеры.

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

Пластовое давление со снятием кривых восстановления должно быть замерено 2 раза: первый раз в начале исследования (после окончания отработки) и второй раз – в конце исследования (при обратном ходе).

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

Разобщающие мосты в процессе испытания скважин устанавливаются для изоляции нижележащего объекта (испытание которого закончено) при переходе на испытание вышележащих. После ОЗЦ (перед перфорацией очередного объекта) установленный мост испытывается на герметичность путем снижения гидростатического

столба промывочной жидкости на величину, большую заданной депрессии при испытании следующего объекта.

В процессе испытания будут получены следующие данные:

- начальное пластовое давление и температура,
- возможные в условиях последующей эксплуатации скважин дебиты и забойные давления,
- общие для каждой скважины и удельные (то есть на 1 метр нефтенасыщенной толщины) коэффициенты продуктивности горизонтов по нефти и жидкости,
- определение обводненности,
- отбор и производство лабораторных анализов проб нефти, газа, воды.

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

В таблице 5.8.3.1 приведены интервалы опробования в эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым нефтегазоперспективным горизонтам, которые будут уточняться специалистами ТОО «MedeoDrillingGroup» (отделы геологии и бурения) после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований, ГТИ, анализам керна.

5.8.4. Лабораторные исследования

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

С целью получения подсчетных параметров по ГИС поднятый керн из продуктивных отложений будет исследоваться на коллекторские свойства.

Определение возраста пород будет определяться палинологическими исследованиями.

Построение петрофизических связей будет производиться по представительной коллекции образцов с определенными параметрами.

Виды анализов и их количество отражены в таблице 5.8.4.1.

Таблица 5.8.4.1 – Комплекс лабораторных исследований в расчете на 1 скважину

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов (проб)
1.	Палинологический	образец	20
2.	Петрографический	-	20
3.	Коллекторские свойства	-	50
4.	Анализ глубинных проб нефти	проба	5
5.	Анализ проб газа	контейнер	5
6.	Анализ поверхностных проб нефти	-	5
7.	Анализ пластовой воды в поверхностных условиях	-	5
8.	Определение товарных свойств нефти по ГОСТу	-	5

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

Гамма-каротаж проводится в скважине до обсадки ее колоннами.

В соответствии с существующими требованиями объем работ по попутным поискам на контрактной территории должен быть следующим:

- гамма- каротаж (со 100% охватом запроектированного метража бурения) - 1200 м;
- контрольный (повторный) каротаж (с 10% охватом от общего метража бурения) - 120 м;
- отбор проб воды для анализа урана и радия - 3 пробы.

В разрезе проектной скважины аномалии повышенного фона радиации (с точки зрения массовых поисков урана) не ожидаются.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

По глубоким скважинам постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства. Документы, предшествующие бурению скважин:

- акты о заложении скважины с выкопировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважин;
- геолого-технический наряд;
- акт о переносе проектной скважины в натуру.

На бурящуюся скважину заводится дело, включающее в себя журнал описания керна и шлама, журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа, геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, нефтегазопроявлений.

Перечень документов, составляющих дело скважины, должен включать все виды первичной документации, отражающий процесс бурения и опробования скважины.

Комплексная обработка поступающих с буровой материалов будет производиться в ТОО «MedeoDrillingGroup».

По завершению производства работ на основе систематизации, анализа геолого-геофизической информации, интерпретации материалов ГИС, обобщения лабораторных исследований керна, пластовых флюидов, результатов промысловых исследований, технико-технологических условий проводки скважин будет произведена оценка запасов.

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

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 введена в консервацию 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.

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 должны быть определены в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Министра энергетики Республики Казахстан» №200 от 22.05.2018г.

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

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

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.

Таблица 8.1 – Сроки проведения ликвидационных работ

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

Таблица 8.2 - Сроки работ при ликвидации скважин

Описание работы	время (час)
Монтаж подъемной установки	24
Установка преентор	6
Спуск НКТ, установка верхнего цементного моста	4

Промывка, подъем НКТ с выкидом на мостки	4
ОЗЦ	24
Испытание и опрессовка цементного моста	2
Спуск НКТ, установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	5
Промывка, подъем с выкидом НКТ	3
ОЗЦ	24
Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течение 10 мин	2
Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	8
Демонтажстанка КРС	24
Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	14
итого	144

Таблица 8.3 - Сроки работ по технической рекультивации земли

Описаниеработы	время (час)
Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	14
Вывоз загрязненного грунта, мусора	8
Планировка площадки	12
Сбор, резка и вывоз металлолома	4
Транспортировка машин и механизмов	10
итого	48

Таблица 8.4 - Сроки работ по биологической рекультивации земли

Описаниеработы	время (час)
Вспашка	14
Предпосевное боронование в 2 сл.	8
Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
Разбрасывание минеральных удобрений	8
Транспортировка минеральных удобрений	10
итого	48

8.5 - Усредненные объемы материально-технических затратна 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 опрессовочные 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

Таблица 8.6 - Технические средства, используемые для выполнения работ

Наименование техники	Кол-во	Количество часов
1	2	4
Автокран	1	24
Автомашина "Камаз"	1	24
Автобус	1	24
Трактор	1	48
Итого		

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.

Рекультивация земель включает в себя:

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

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование

плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

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

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

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 геолого-почвенному 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.

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.

8.7 - Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

<i>№№ п.п</i>	<i>Наименование и характеристика</i>	<i>Ед. изм.</i>	<i>Объем работ</i>
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

8.8 - Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель

№№ п.п	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

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

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,3м.;
- норматив на производство земельных работ составляет 12 560 тенге.

Таким образом, объем рекультивации земли на одну скважину составляет:

$$20м*20м*0,3м = 120 м^3$$

Стоимость рекультивации скважин составляет:

$$120 м^3*12 560 \text{ тенге} = 1507200 \text{ тенге}$$

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

Таблица 8.9 - Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель

№№ п.п	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

Таблица 8.10 - 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		

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважины

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

- физическая ликвидация скважины с установкой цементных мостов;
- оборудование устья скважины (установка тумб и реперов);
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважины и коммуникаций свывозом 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 приведена 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.

Расчет затрат на ликвидацию скважины был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину.

Затраты на ликвидацию скважины с учетом платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят 5812,7 тысяч тенге.

Таблица 8.11 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс. тнг.	5812,7
2	Стоимость рекультивации земли	тыс. тнг.	1507,2
3	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс. тнг.	7319,9
4	Сумма отчислений в ликвидационный фонд на одну скважину на период 2024-2030гг	тыс. тнг.	7319,9
5	Сумма отчислений в ликвидационный фонд на скважины X-1, Г-1, Г-2 на период	тыс. тнг.	21959,7

	2024-2030гг		
--	--------------------	--	--

Сумма отчислений в ликвидационный фонд на период 2024-2030 гг по участку Бажир составляет согласно проведенным расчетам **21 959 700 тенге**.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Санитарно-бытовое обслуживание

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

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

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

Противопожарные мероприятия

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

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

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

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

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

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

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

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

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

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

Оценка воздействия на окружающую среду

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

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

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

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

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

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

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

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

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

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

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

Водоснабжение и водоотведение

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

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

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться не менее 1 раза в 10 дней. Качество питьевой воды будет соответствовать СанПиН 3.02.002.04. «Питьевая вода».

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

Количество работающих предположительно составляет 35 человек. Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2001 от 2001 г принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет $0,125 \text{ м}^3/\text{сут}$.

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

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³.

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

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

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

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

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

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

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

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

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

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

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

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

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

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;

- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

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

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

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

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

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

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

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

Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.
- С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение *природоохранных мероприятий*, основными из которых являются:
- Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.
- Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.
- Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).
- Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.
- Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.
- Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.
- Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

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

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель.
- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:
- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Охрана недр

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Также возможны местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, 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. Земляные работы имеют временный характер. Общего изменения мощности слоя пород зоны аэрации не произойдет. Воздействие оценивается как незначительное.

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

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

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

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

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

Ликвидация скважин будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики

Казахстан от 28.06.2018 г № 239. На устье скважины устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

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

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

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

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Проведение переинтерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д, бурение проектной скважины X-1 и испытания, проведение реконструкции и восстановительных работ проектируется на 2024-2025 гг.

На испытание каждого перспективного объекта отводится срок до трех месяцев согласно Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики РК от 15.06.2018 г за №239.

В таблице 10.1 приведены сведения о продолжительности проектируемых работ.

Продолжительность цикла строительства скважины X-1, сут				
Всего	В том числе:			
	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и Крепление	Испытания в эксплуатационной колонне
92	20	2	30	40
Продолжительность цикла реконструкции и восстановительных работ скважин Г-1 и Г-2, сут				
Всего	В том числе:			
	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Операции по реконструкции	Испытания в эксплуатационной колонне
82	20	2	20	40

По результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных в случае обнаружения залежей углеводородов будет проводится оперативная оценка запасов по выявленным объектам и пробная эксплуатация.

11.ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Объем финансирования на проведение ГРР на участке Бажирна период 2024-2030 гг составляет 920 млн.тенге, сведения о видах геолого-разведочных работ и объемах финансирования по годам приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Основные финансовые затраты проектируемых ГРР

Год	Наименование работ	Количество	Общий объем работ	Стоимость работ, млн. тг
2024	Разработка проекта разведочных работ, технического проекта на строительство скважины Г-1, проекта реконструкции скважин Г-1, Г-2, проекта ликвидации последствий разведки углеводородов, экологические экспертизы	3		29
	Переинтерпретация данных 2/3Д, пог.км/кв.км		200 / 50	80.0
	Бурение, проведение ГИС, отбор керна и проб флюидов и испытаний поисковой скважины Х-1	1	1200 м	516.0
	Реконструкция и проведение восстановительных работ и испытаний в скважинах Г-1, Г-2	2	2330 м	200.0
2025	Лабораторные исследования (анализы флюидов, стандартные и специальные исследования образцов керна)			50.0
	Дополнение к проекту разведочных работ с целью оценки	1		10.0
2026	проект пробной эксплуатации	1		10.0
2027	отчет "Авторский надзор за выполнением проекта пробной эксплуатации"	1		5.0
2028	отчет по подсчету запасов УВС	1		10.0
2029-2030	проект разработки	1		10.0
ВСЕГО				920.0

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1. Предварительная оценка ресурсов нефти и газа

Степень геолого-геофизической изученности на контрактной площади позволила выполнить расчет перспективных ресурсов нефти по категории C_3 согласно «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа». За основу подсчета перспективных ресурсов нефти по выделенным объектам принята структурная карта по отражающему горизонту T2 (рис.12.1.1, 12.1.2). Подсчетные параметры приняты по аналогии с месторождением Уаз.

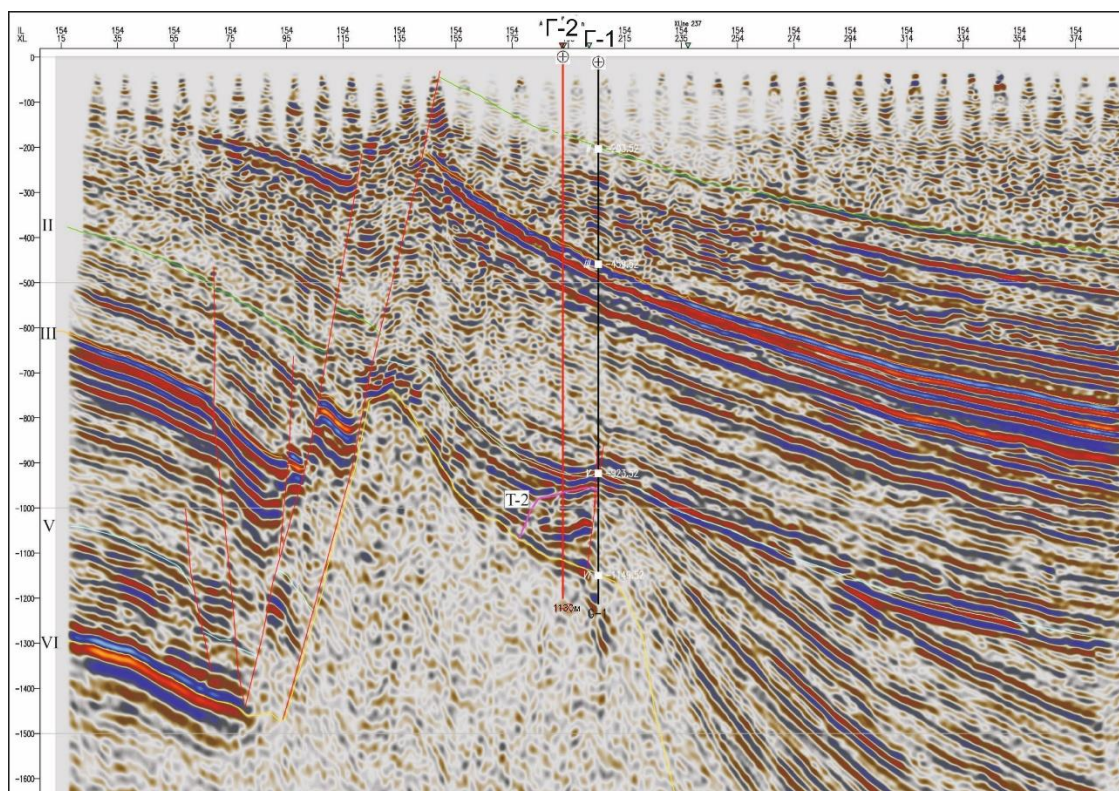


Рис.12.1.1. Глубинный разрез по профилю InLine154, характеризующему ловушку в триасовых отложениях

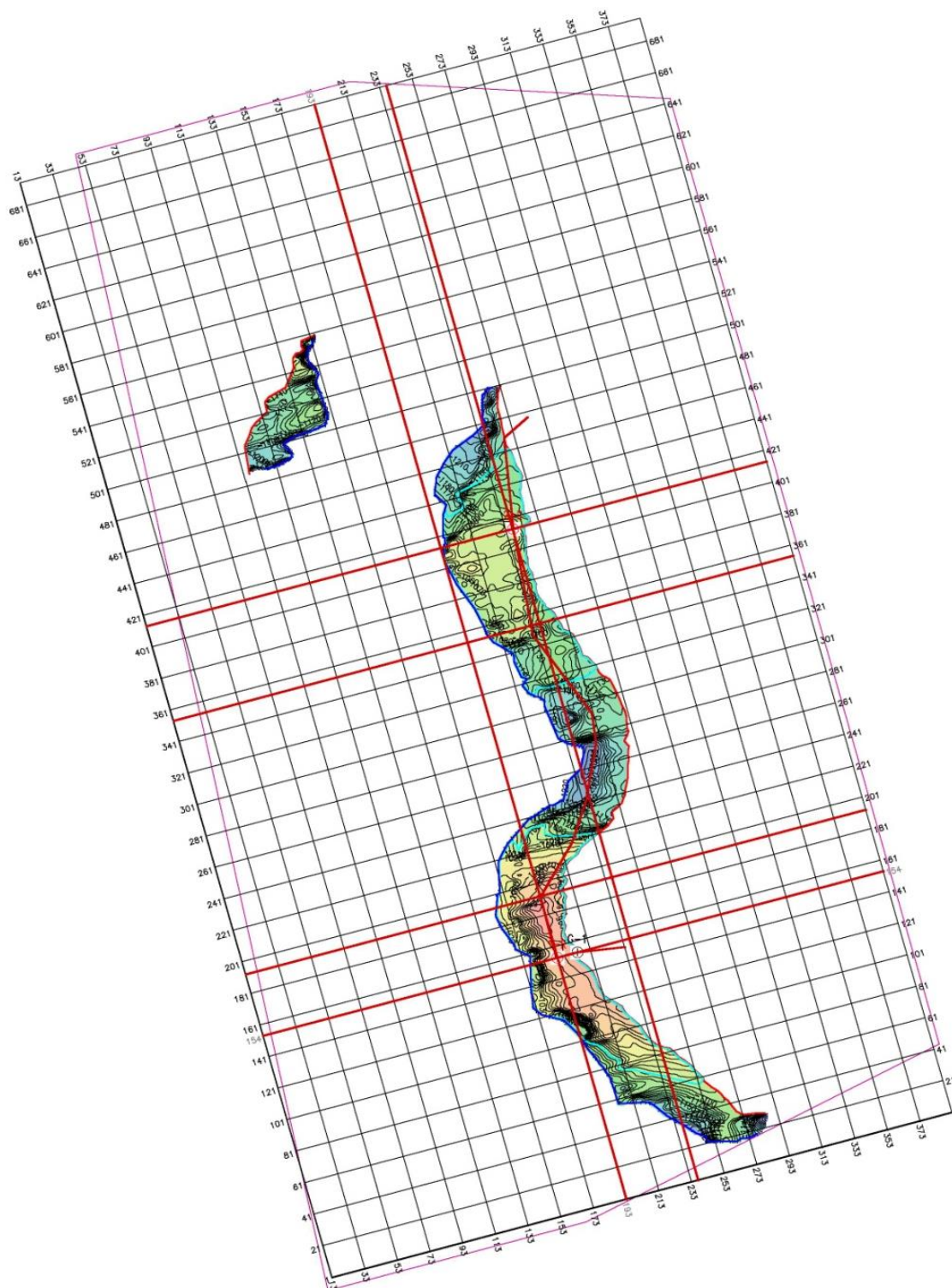


Рис.12.1.2. Структурная карта по горизонту T2 (кровля отложений среднего триаса)

Перспективные ресурсы нефти оцениваются по категории C_3 по формулам:

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot h \cdot K_{\text{злм}} \cdot \gamma \cdot \Theta, \quad Q_{\text{извл.}} = Q_{\text{геол}} \cdot \eta,$$

где $Q_{\text{геол}}$ - геологические ресурсы нефти, т;

$Q_{\text{извл.}}$ - извлекаемые ресурсы нефти, т;

S - площадь ловушки, м^2 ;

- h - средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 m - коэффициент открытой пористости, доли ед.;
 K_n - коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;
 γ - плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³;
 Θ - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.;
 η - коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.

Суммарные геологические/извлекаемые перспективные ресурсы углеводородов по категории С₃ по участку Бажир при 100% заполнении ловушки составляют 5,6/2,2млн.т (табл.12.1.1).

Таблица 12.1.1 – Оценка ресурсов нефти по категории С3

	%	Замыка	Площадь	Ср.взв.эфф	Объем	Кпд	Кнд	Пере-	Плот-	Геоло-		Извлекае
Ловушка	Запол	ющая	Нефте-	. нефт.	нефте-	ед.	ед.	счет.	ность	гичес-	КИН	мые
	нения	изогипса,	Носности,	толщина,м	насыщен.			коэфф	нефти	кие		ресурсы
		м										нефти,
												тыс. т.
Южная (триас)	100	-1100	4200	10	42000	0.25	0.7	0.9	0.85	5623	0.4	2250
	50		2100	10	10500	0.25	0.7	0.9	0.85	1405	0.4	562

13. Основные технико-экономические показатели поисковых работ

Настоящим проектом предусматривается бурение поисковой скважины X-1 с целью поисков залежей углеводородов в отложениях трисапроектной глубиной 1200 м и проведение реконструкции и восстановительных работ в скважинах Г-1 и Г-2.

Выполненная предварительная оценка перспективных ресурсов по категории С₃ по участку Бажир составляет 2,2 млн.т извлекаемых.

Затраты на бурение скважины X-1 составляют 516 млн.тенге. Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, которые приведены в таблице 13.1.

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

Таблица 13.1 - Основные геолого-экономические показатели ГРП

№№	Наименование показателей	Значение показателей
1	Количество скважин, шт.	1
2	Объем бурения, м	1200
3	Сметная стоимость 1 м проходки, тыс.тенге	430
4	Затраты на бурение, млн.тенге	516
5	Ожидаемые извлекаемые ресурсы нефти, млн.т	2,2
6	Запасы нефти на 1 скв, млн.т	2,2
7	Запасы на 1 м проходки, тыс.т	1,8
8	Запасы нефти на 1 тенге затрат, т	0,0043
9	Стоимость 1 т приращенных запасов, тенге	235

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящий проект разработан с целью проведения комплекса геолого-геофизических исследований участка Бажир с отражением финансовых обязательств недропользователя на проведение работ на период 2024-2030 гг.

Для выполнения намеченных целей и решения поставленных задач при проведении поисковых работ на контрактной территории настоящим проектом предусматривается проведение переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д; бурение поисковой скважины Х-1 проектной глубиной 1200 м; реконструкция и восстановительные работы в скважинах Г-1 и Г-2.

Целью проведения геологоразведочных работ является выяснение перспектив нефтегазоносности триасовых отложений, изучение литолого-фациального состава и коллекторских свойств пород, их фильтрационно-емкостных параметров, изучения физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях.

Список использованных источников

Опубликованные

1. Б.А. Ескожа. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса юга Прикаспийской впадины. Известия НАН РК ,Серия геологическая, №4, с. 38-48, 2008

Фондовые

2. Семенцов В.Б. и др. «Отчет о результатах работ по теме: «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ на блоке Тайсойган (структура Бажир, восточное крыло)». Атырау, 2012 г.
3. Дела скважин Г-1, Г-2, Г-3.

Приложение 1

36

Государственный регистрационный № 5309-УВС
от «2» февраля 2024 года

КОНТРАКТ
на разведку и добычу углеводородов на участке Бажир в Атырауской
области Республики Казахстан

между

Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)

и

Товариществом с ограниченной ответственностью
«Medeo Drilling Group»
(Недропользователь)

г. Астана, 2024 г.

7

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 «2» февраля 2030 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.

Срок действия Контракта продлевается компетентным органом на срок действия обстоятельств непреодолимой силы, если недропользователь представит доказательства таких обстоятельств в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

7. В случае если в рамках одного контракта на разведку и добычу углеводородов открыто несколько месторождений углеводородов, то для каждого из них в контракте закрепляются отдельные участки и период добычи.

При этом в случае истечения периода добычи по одному из участков недр контракт на недропользование продолжает свое действие только в отношении оставшихся участков недр.

8. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, может быть продлен посредством заключения Сторонами дополнения к Контракту или его изложения в новой редакции в случае продления периода (периодов) добычи по участку (участкам) недр в порядке и на условиях, установленных Кодексом на дату такого продления.

9. В случае если период добычи углеводородов в рамках Контракта установлен на срок не менее двадцати лет, то при продлении периода добычи условия Контракта подлежат приведению в соответствие с законодательством Республики Казахстан, действующим на дату такого продления.

10. Контракт вступает в силу с даты его регистрации в компетентном органе.

67

129. Настоящий Контракт заключен «2» февраля 2024 года в городе Астана, Республика Казахстан, уполномоченными представителями Сторон.

130. Юридические адреса и подписи Сторон:

Адрес Компетентного органа
Министерство энергетики
Республики Казахстан
Республика Казахстан,
010060, г. Астана,
пр. Кабанбай батыра, 19, Блок А

Адрес Недропользователя
ТОО «Medeo Drilling Group»
Республика Казахстан,
050043, г. Алматы,
Ул. Кабанбай батыра, 112
БИН: 200640028518
Тел.: +77012446946

Компетентный орган
Вице-министр энергетики
Республики Казахстан
Хасенов А.



Недропользователь
ТОО «Medeo Drilling Group»
Гемексис Е



Handwritten signature

32

Handwritten signature



Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от 30.12.2023 года
Пер. № 002 -Р-УВ

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

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «Medeo Drilling group» для осуществления операций по недропользованию на участке Бажир на основании Протокола Министерства энергетики Республики Казахстан от 14 декабря 2023 года №295024 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам.

Участок недр расположен в Атырауской области.

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

Угловые точки №/№	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр	мин	сек.
1	47	54	00	53	19	00
2	48	00	00	53	19	00
3	48	00	00	53	25	00
4	47	54	00	53	25	00

Площадь участка недр составляет – 83,12 (восемьдесят три целых двенадцать сотых) км. кв.

Глубина разведки – до палеозойского фундамента.

Заместитель председателя



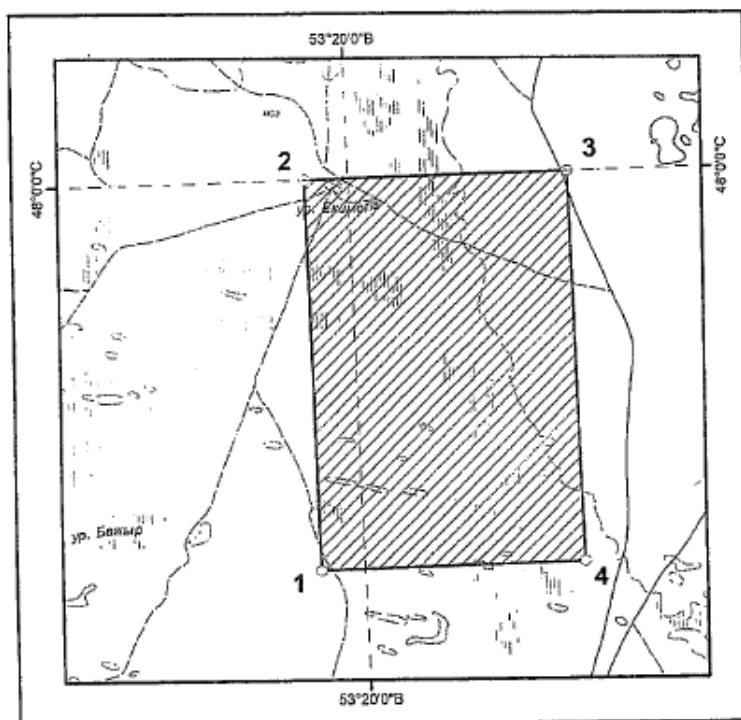
К. Туткышбаев

г. Астана,
декабрь, 2023 г.

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____ г.
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
разведка
 (вид недропользования)

от « _____ » _____ 2023 г. Рег. № _____ Р-УВ

Картограмма расположения участка недр участка Бажир масштаб 1:150 000



Условные обозначения

- контур участка недр Бажир
- кладбище
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- отдельные строения
- горизонтالي основные
- горизонтали дополнительные
- солончаки проходимые

Приложение 2

Приложение 3

Приложение 4

Приложение 5



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

19.11.2018 жылы

18020929

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

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

"Каспиян Энерджи Ресерч" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

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

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

Ерекше шарттары

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

Ескерту

Неліктен шығарылмайтын, 1-сынып

(неліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

Лицензиар

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

(лицензиардың толық атауы)

Басты (уәкілетті тұлға)

АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

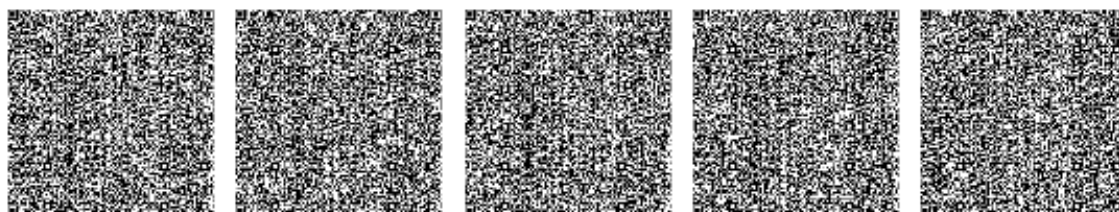
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні

Лицензияның қолданылу кезеңі

Берілген жер

Астана қ.



18020929



1 беттен 1-бет

МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 18020929

Лицензияның берілген күні 19.11.2018 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:

- Көмірсутекті пикізат кен орындарына арналған жобалардың техникалық-экономикалық негіздемесін жасау
- Көмірсутекті пикізат кен орындарына арналған жобалардың технологиялық регламенттерін жасау
- Көмірсутекті пикізат кен орындарына арналған жобалардың жобалық құжаттарын жасау

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

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

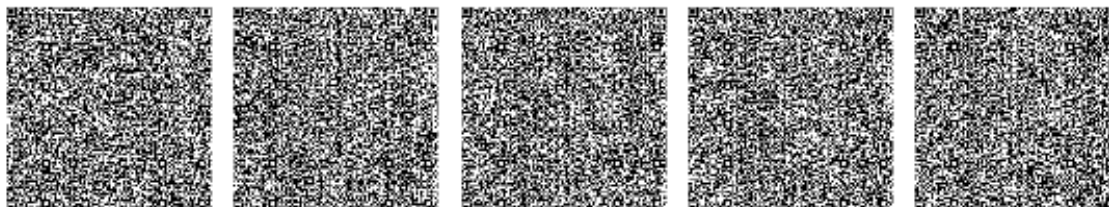
Басшы (уәкілетті тұлға) **АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ**
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Қосымшаның нөмірі 001

Қолданылу мерзімі

Қосымшаның берілген күні 19.11.2018

Берілген орны Астана қ.



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасында 2003 жылғы 7 желтоқсандағы Заңы 7-бабының 1-тармағына сәйкес және тасымалданатын құжаттың маңызы бірегей. Дәлелді құжаттың сақталуы туралы 1-статья 7-МҚ от 7-ноября 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" республиканский документу на бумажном носителе.

