

**ТОО «DMS Services»  
ТОО «АКТЮБНИГРИ»**

**«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор  
ТОО «DMS Services»**

\_\_\_\_\_ Сулейманов Е.Э.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023г.

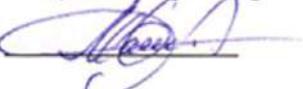
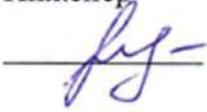
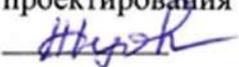
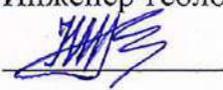
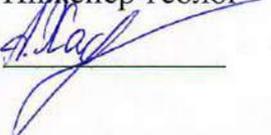
**«Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр  
Дияр в Актюбинской области»  
согласно Контакту №5191-УВС от 16марта 2023г.**

**Генеральный директор  
ТОО «АКТЮБНИГРИ»**

**Баймагамбетов Б.К.**

**г.Актобе, 2023г.**

### Список исполнителей

<p>Ответственный исполнитель Заведующий отделом геологии нефти и газа, заместитель генерального директора</p>  <p>В.Ч.Ли</p>	<p>Общее руководство выполнения проекта</p>
<p>Ведущий инженер</p>  <p>М.С.Баянов</p>	<p>Глава 5, 8, 12, 13</p>
<p>Ведущий инженер</p>  <p>Н.В.Горяева</p>	<p>Глава 3, 6, 9, 14, 15</p>
<p>Инженер</p>  <p>Р.Х.Кярюшева</p>	<p>Глава 2, 4, 7</p>
<p>Зав.сектором природоохранного проектирования</p>  <p>Ж.Жубаназарова</p>	<p>Глава 10</p>
<p>Инженер-геолог</p>  <p>А.В.Насибуллина</p>	<p>Составление таблиц, оформление текста</p>
<p>Инженер-геолог</p>  <p>А.Р.Хасмутдинов</p>	<p>Графическое оформление</p>

**Н.В. Горяева**

**«Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Дияр в Актюбинской области согласно контракту №5191-УВС от 16.03.2023г.»**

Проект состоит из Книги и Папки графических приложений.

Книга. Текст –9бл., в т. ч. 27 табл., 4 рис., 11 текст. прил.

Папка. Графические приложения – 12 гр. пр. на 12 л.

Компакт диск 1. Электронная версия проекта.

**Организация, выполнившая проект: ТОО «АктюбНИГРИ», г.Актобе,  
ул. Алихана Бокейханова, 17.**

## **РЕФЕРАТ**

ТОО «DMS Services» проводит разведку углеводородного сырья на контрактной территории участка недр Дияр, согласно Контракту №5191-УВС от 16.03.2023г., выданному Министерством энергетики.

Участок Дияр в тектоническом отношении расположен в зоне сочленения юго-восточного борта Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинского поднятия на севере участка и в зоне сочленения Южно-Эмбинского поднятия и восточной части Северного Устюрта.

На территории участка Дияр проведен комплекс региональных геолого-геофизических работ: геологическая съемка и сейсмические исследования КМПВ и МОГТ. Наиболее полно сейсмическими исследованиями изучена и подготовлена к бурению северная часть участка, в частности поднятие Тюте.

В центральной части участка Дияр по результатам сеймики 1982г. и переобработки 2006г. выделяется поднятие Такыр.

С целью детального изучения геологического строения и подтверждения перспективности выявленных ловушек, выяснения нефтегазоносности в отложениях среднего-нижнего карбона – верхнего девона по результатам проведенных сейморазведочных исследований 2Д настоящим «Проектом...» предусматривается бурение независимой разведочной скважины на структуре Тюте, и, после подготовки структуры сейсмическими исследованиями 2Д, бурение независимой разведочной скважины на структуре Такыр.

**Ключевые слова:** Южно-Эмбинское поднятие, нефтегазоносность, сейморазведка, бурение.

**Составитель реферата**



**Горяева Н.В.**

**ЗАКАЗЧИК**

**ТОО «DMS Services»**

Директор

  
М.П.



**Е. Сулейманов**

**ПОДРЯДЧИК**

**ТОО «АКТЮБНИГРИ»**

Генеральный директор

  
М.П.

**Б.К. Баймагамбетов**



**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на составление НТД «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Дияр согласно контракту №5191-УВС от 16 марта 2023 года в Актюбинской области», с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему

Заказчик	ТОО «DMS Services»
Место расположения объекта	Участок Дияр расположен в Актюбинской области Республика Казахстан
Основание для проектирования	Контракт №5191-УВС от 16 марта 2023 года
Цель выполнения работ	Составление и утверждение проектного документа в ЦКРР РК для проведения поисково-разведочных работ на участке Дияр
Исходные данные для проектирования	На поиск материалов и геологической информации для составления проекта в фондах МД ГУ «ЗапКазНедра» и в АО «Национальная геологическая служба» отводится 60 дней.
Перечень нормативно-правовых документов при проектировании	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2022 г.);</li> <li>• «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239);</li> <li>• «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи</li> </ul>

	<p>углеводородов и добычи урана», Приказ Министра энергетики РК № 200 от 22 мая 2018 года</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов, приказ №329 Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года</li> <li>• Экологический Кодекс РК от 02 января 2021 года № 400-VI ЗРК;</li> <li>• Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;</li> <li>• Требования Экологического Кодекса РК от 02 января 2021 года и Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».</li> </ul>
<p><b>Требования к проектированию</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Обобщение выполненных геологоразведочных работ по контрактной территории;</li> <li>• Изучение геологического строения разведываемой площади;</li> <li>• Определение пространственных границ залежей нефти, газа и газоконденсата;</li> <li>• Определение целевых задач проведения разведочных работ и выбор объектов разведки;</li> <li>• Определение мест заложения разведочных глубоких скважин, проектные глубины целевых горизонтов, количество скважин;</li> <li>• Определение мест заложения разведочных не глубоких скважин, проектные глубин целевых горизонтов, количество скважин;</li> <li>• Определение интервалов отбора керна и шлама;</li> <li>• Определение комплекса промыслово-геофизических исследований;</li> <li>• Определение оптимальных методов вскрытия объектов и вызова притоков при испытании скважин, а также методов воздействия на объекте при получении низких дебитов в процессе испытания;</li> <li>• Определение комплекса лабораторных исследований для изучения литологических и физических свойств пород-коллекторов, получения петрофизических зависимостей, определение возраста отложений;</li> <li>• Определение комплекса лабораторных исследований для изучения компонентного, химического состава и физических свойств глубинных и поверхностных проб нефти, газа и газоконденсата;</li> <li>• Определение объемов и сроков выполнения работ по разведке углеводородов по каждой залежи;</li> <li>• Определение сметной стоимости работ и составление рабочей программы на основе проектных показателей и нормативов стоимости затрат Компании;</li> <li>• Определение сроков, условия и стоимости выполнения работ по ликвидации последствий разведки углеводородов;</li> <li>• Мероприятия по обеспечению рационального использования и охраны недр;</li> <li>• Дополнить проект картограммой геологического отвода с выделением участков оценки и приложением координат угловых точек границ согласно требованиям Министерства энергетики РК, внести соответствующие изменения по всему тексту проекта.</li> </ul>
<p><b>Состав и содержание проекта</b></p>	<p>Проект должен состоять из следующих глав и разделов:</p> <p>Реферат</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение</li> <li>2. Географо-экономические условия</li> <li>3. Геолого-геофизическая изученность             <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр</li> <li>3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований</li> </ol> </li> </ol>

	<p>3.3. Геофизические и геохимические исследования  3.4. Лабораторные исследования  4. Геологическое строение площади  4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез  4.2. Тектоника  4.3. Нефтегазоносность  4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза  5. Методика и объем проектируемых поисковых работ  5.1. Цели и задачи поисковых работ  5.2. Система расположения поисковых скважин  5.3. Геологические условия проводки скважин  5.4. Характеристика промывочной жидкости  5.5. Обоснование типовой конструкции скважин  5.6. Оборудование устья скважин  5.7. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах  5.7.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах  5.7.2. Геофизические и геохимические исследования  5.7.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов  5.7.4. Лабораторные исследования  6. Попутные поиски  7. Обработка материалов поисковых работ  8. Требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования по углеводородам.  9 Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды  10. Продолжительность проектируемых работ на площади  11. Предполагаемая стоимость проектируемых работ  12. Ожидаемые результаты работ  12.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа  13. Основные технико-экономические показатели поисковых работ  15 ЗАКЛЮЧЕНИЕ  СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ  СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ  ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ И ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ  СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ</p>
<p><b>Требования по оценке воздействия на окружающую среду при проектировании</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Подготовка Заявления о намечаемой деятельности с материалами экологической экспертизы и размещение на портале уполномоченного органа.</li> <li>• Корректировка материалов оценки воздействия на окружающую среду по проекту с учетом заключения по результатам скрининга и (или) заключения по определению сферы охвата;</li> <li>• Подготовка «Отчет о возможных последствиях» или «Раздела ООС», организация и проведение общественных слушаний по проектам, выносимым на экологическую экспертизу;</li> <li>• Согласование «Отчет о возможных последствиях», получение заключения по «Отчету о возможных последствиях» (при необходимости);</li> <li>• Исправление замечаний по материалам оценки воздействия на окружающую среду, возникающих в ходе проведения государственной экологической экспертизы или в рамках получения экологического разрешения на воздействие;</li> <li>• Подрядчик обязуется провести общественные слушания по материалам оценки воздействия на окружающую среду, включая публикации и объявления в СМИ, в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Проект оценки воздействия на окружающую среду «Отчет о возможных последствиях» или «Раздел охраны окружающей среды» разрабатывается в соответствии с действующими законами, нормами и правилами РК.</li> </ul>
<b>Согласование проектной документации</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• «Проект» должен быть разработан в соответствии с существующими инструкциями, правилами, стандартами и методическими рекомендациями;</li> <li>• К «Проекту» также необходимо разработать и согласовать материалы оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды);</li> <li>• «Проект» должен быть своевременно согласован Исполнителем на совместном заседании НТС Заказчика;</li> <li>• Согласование и утверждение Проекта с контролирующими органами согласно действующему законодательству;</li> <li>• Необходимо своевременно устранить замечания (при наличии таковых) от независимого эксперта ЦКРР РК, от эксперта государственной экологической экспертизы. Предоставить Заказчику положительное заключение экспертизы, протокол ЦКРР РК, заключение по экологическому проекту;</li> <li>• «Проект» должен быть рассмотрен и защищен на заседании ЦКРР РК.</li> </ul>
<b>Сроки оказания услуг</b>	Календарный график работ согласовывается и утверждается Заказчиком.
<b>Результаты работ</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Подрядчик передает Заказчику «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Дияр согласно контракту №5191-УВС от 16 марта 2023 года в Актюбинской области с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему» по Акту приема-передач в количестве трех экземпляров в жестком переплете и два экземпляра на электронном носителе (CD-R) (в форматах .doc, xls, pdf, cdr, jpeg со всеми приложениями), включая согласования и заключения государственных контролирующих органов;</li> <li>• Отчет о возможных воздействиях для Проекта (1 экз.) с заключением экологической экспертизы или проект Раздел охраны окружающей среды (1 экз.);</li> <li>• Электронную версию материалов оценки в формате word, PDF, включая материалы оценки, выполненные в специализированном, программном обеспечении ЭРА (архив ЭРА).</li> </ul>
<b>Требования к потенциальному подрядчику</b>	<p>Проектная организация должна обладать действующей лицензией на выполнение проектных работ в сфере углеводородного сырья, а также на проектирование в области охраны окружающей среды.</p> <p>Наличие ключевых высококвалифицированных специалистов.</p> <p>Обеспеченность высококвалифицированным персоналом и необходимым количеством сотрудников инженерного состава;</p>

**СОДЕРЖАНИЕ**

<b>№п/п</b>	<b>Название раздела</b>	<b>Стр</b>
	<b>РЕФЕРАТ</b>	3
<b>1</b>	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	10
<b>2</b>	<b>ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ</b>	11
<b>3</b>	<b>ГЕОЛГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ</b>	14
<b>4</b>	<b>ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ</b>	18
4.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	18
4.2	Тектоника	27
4.3	Нефтегазоносность	29
4.4.	Гидрогеологическая характеристика разреза	32
<b>5.</b>	<b>МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ</b>	34
5.1	Цели и задачи проектируемых поисковых работ	34
5.2.	Виды и объемы поисковых работ	36
5.2.1	Сейсморазведочные работы 3Д	36
5.2.2	Разведочное бурение	39
5.3	Геологические условия проводки скважин и возможные осложнения	39
5.4	Характеристика промывочной жидкости	41
5.5.	Выбор и обоснование конструкции скважин	42
5.6	Оборудование устья скважин	43
5.7	Комплекс исследовательских работ	44
5.7.1	Отбор керна и шлама	44
5.7.2	Промыслово-геофизические исследования	45
5.7.3	Опробование и испытание продуктивных горизонтов	47
5.7.4	Лабораторные исследования	50
<b>6</b>	<b>ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ</b>	50
<b>7</b>	<b>ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ</b>	51
7.1	Обработка и интерпретация материалов сейсморазведочных работ 3Д	51
7.2	Обработка материалов ГИС	52
7.3	Лабораторные анализы керна и флюидов	52
<b>8</b>	<b>ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ</b>	54
<b>9</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b>	58
9.1	Охрана недр	58
9.2	Оценка воздействия на окружающую среду	60
9.3	Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению	66
9.4.	Охрана труда, техника безопасности и промышленная санитария	68
<b>10</b>	<b>ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</b>	71
<b>11</b>	<b>ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</b>	73
<b>12</b>	<b>ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ</b>	73
12.1	Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа	74
<b>13</b>	<b>ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ</b>	75
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	76
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ</b>	77
	<b>ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	78

### СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунка	Стр.
1	2.1	Обзорная схема расположения контрактной территории Жаркамыс Западный II	13
2	3.1	Схема буровой и сейсмической изученности блока Жаркамыс Западный II	16
3	4.2.1	Структурная схема поверхности фундамента восточной части Прикаспийской впадины	28
4	5.2.1.1	Проектный контур сейсморазведки 3Д	38

### СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ Табл.	Наименование таблицы	Стр.
1	2.1	Географо-экономические условия	11
2	3.1	Геолого-геофизическая изученность	17
3	4.1.1	Стратиграфическая разбивка разрезов глубоких скважин, пробуренных в пределах блока Жаркамыс Западный II	26
4	5.2.1.1	Предварительные основные параметры системы наблюдений 3Д	36
5	5.2.2.1	Предварительный стратиграфический разрез проектных скважин	39
6	5.3.1	Прогнозный литолого-стратиграфический разрез для независимой скважины PZ-1	40
7	5.3.2	Ожидаемые осложнения при бурении	41
8	5.3.3	Характеристика давлений и температур	41
9	5.4.1	Типы и параметры буровых растворов	42
10	5.5.1	Конструкция скважин	43
11	5.6.1	Спецификация устьевого оборудования и ПВО	44
12	5.7.1.1	Проектные интервалы отбора керна в скважинах	45
13	5.7.2.1	Проектируемый комплекс геофизических исследований в скважинах	46
14	5.7.3.1	Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне	49
15	5.7.4.1	Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов	50
16	8.1	Необходимое количество цементных мостов для ликвидации скважин	56
17	8.2	Стоимость 1 бригады-часа при ликвидации скважин	56
18	8.3	Расчет стоимости ликвидации независимой скважины и продолжительность ликвидационных работ	57
19	8.4	Расчет размера суммы установки тумбы (1х1х1м)	58
20	8.5	Объемы работ по рекультивации площадки скважины	58
21	8.6	Общая стоимость ликвидации и рекультивации скважин PZ -1 и PZ -2	58
22	10.1	Сроки выполнения и объемы разведочных работ на подсолевые отложения на блоке Жаркамыс Западный II	72
23	10.2	Календарный план бурения проектируемых скважин	73
24	11.1	Предполагаемая стоимость работ на геологоразведочные работы	73
25	12.1	Виды и объемы проектируемых поисковых работ	74
26	12.1.1	Прогнозные ресурсы по подсолевым структурам Каскыртау и Мызгыртау	75
27	13.1	Основные геолого-экономические показатели разведочных работ	75

### СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	Геологическое задание	4
2	Геологический отвод с картограммой	79
3	Дополнение №2 к Контракту	81
4	Протокол № 4-РГ/МЭ РК от 30.04.2021г.	84
5	Протокол заседания Ученого Совета ТОО «АктюбНИГРИ»	88
6	Протокол Совместного НТС ТОО «Max Engineering» и ТОО «АктюбНИГРИ»	91
7	Заключение метрологической экспертизы	93
8	Справка о рассылке отчета	94
9	Копия лицензии на право проектирования горных производств	95
10	Заключение государственной экологической экспертизы	96
11	Заключения независимых экспертов	

### СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование	№ прил.	Кол-во листов	Масштаб
1	2	3	4	5
1	Обзорная карта района работ	1	1	1:1 000 000
2	Тектоническая схема блока Жаркамыс Западный II	2	1	1:1 000 000
3	Сводный литолого-стратиграфический разрез	3	1	1:5 000
4	Схема буровой и сейсмической изученности	4	1	1:100 000
5	Структурная карта по отражающему горизонту П <sub>1</sub>	5	1	1:100 000
6	Структурная карта по отражающему горизонту П <sub>2</sub>	6	1	1:100 000
7	Структурная карта по отражающему горизонту П <sub>3</sub>	7	1	1:100 000
8	Глубинный сейсмический разрез по профилю 921	8	1	Гор.1:50 000 Верт. 1:10 000
9	Глубинный сейсмический разрез по профилю 929	9	1	Гор.1:50 000 Верт. 1:10 000
10	Геологический разрез через скважину PZ-1	10	1	Гор.1:50 000 Верт. 1:10 000
11	Геологический разрез через скважину PZ-2	11	1	Гор.1:50 000 Верт. 1:10 000
12	Геолого-технический наряд	12	1	

## 1. ВВЕДЕНИЕ

ТОО «DMS Services» проводит разведку углеводородного сырья на контрактной территории участка недр Дияр, согласно Контракту №5191-УВС от 16.03.2023г., выданному Министерством энергетики и минеральных ресурсов.

Контрактная территория участка недр Дияр расположена в Байганинском районе Актыбннской области РК. Площадь геологического отвода составляет – 1947,21 км<sup>2</sup>, глубина исследований - до кровли кристаллического фундамента. Геологический отвод выдан Комитетом геологии в феврале 2023г. Картограмма и координаты геологического отвода представлены в текстовом приложении 1.

Участок Дияр в тектоническом отношении расположен в зоне сочленения юго-восточного борта Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинского поднятия на севере участка и в зоне сочленения Южно-Эмбинского поднятия и восточной части Северного Устюрта.

На территории участка Дияр проведен комплекс региональных геолого-геофизических работ: геологическая съемка и сейсмические исследования КМПВ и МОГТ.

В период 1997-2003г.г. геологоразведочные работы в этом районе выполняла Компания «Репсол Эксплорасион Казахстан». Компанией были выполнены сейморазведочные работы 2Д в объеме 1206пог.км (отработано 38 профилей) и выполнена переобработка и переинтерпретация 8 175 пог.км профилей прошлых лет. Значительная объем этих профилей приходится на северную часть участка недр Дияр. Наиболее полно сейсмическими исследованиями изучена и подготовлена к бурению северо-западная часть участка, в частности поднятие Тюте.

В центральной части участка Дияр по результатам сеймики 1982г. и переобработки 2003г. выделяется поднятие Такыр.

С целью детального изучения геологического строения и подтверждения перспективности выявленных ловушек, выяснения нефтегазоносности в отложениях среднего-нижнего карбона – верхнего девона по результатам проведенных сейморазведочных исследований 2Д настоящим «Проектом...» предусматривается бурение независимой разведочной скважины на структуре Тюте, и, после подготовки структуры сейсмическими исследованиями 2Д, бурение независимой разведочной скважины на структуре Такыр.

Проект разведочных работ составлен с целью определения объема геологоразведочных работ на период разведки с 2023 по 2029г.г.

Проект выполнен ТОО «АктыбНИГРИ» (Государственная лицензия №0003606 от 14.04.2010г.) в соответствии с требованиями Методических рекомендаций и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр (утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239).

На проект получено положительное Заключение государственной экологической экспертизы № KZ92VCSY00876763 от 30.04.2021г.

## 2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1. Географо-экономические условия

№ № пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Байганинский район, Актыбннской области РК
2	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Рельеф местности представляет собой возвышенность, ограниченную высокими обрывами-чинками. Для водораздельных

		пространств характерно развитие обширных пухлыхсоров. Абсолютные отметки от 50 до 100м.
3	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть развита слабо. Примерно в 65км к западу протекает р. Эмба с хорошо выработанной долиной.
4	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	Одна скважина – 100 м.
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной малоснежной зимой, с резкими суточными и сезонными колебаниями температур. Максимальные температуры летом достигают +40-+45°С, минимальные зимой -42°С.
6	Количество осадков	Среднегодовое количество осадков (в пределах 120-200мм) выпадают в основном осенью.
7	Преобладающее направление ветров и их сила	Почти постоянно дующие ветры имеют северо-восточное направление.
8	Толщина снежного покрова и его распределение	0,2 м; в оврагах – 1 м.
9	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	С октября по апрель месяцы
10	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительность района крайне бедна и представлена, в основном, пустынной и полупустынной растительностью. Животный мир имеет особый видовой состав: можно встретить антилопу-сайгу, джейранов, из хищных – волков, лис, барсуков, диких свиней; в изобилии водятся грызуны и пресмыкающиеся. В связи с суровыми климатическими условиями и низким экономическим развитием район работ населен очень слабо. Имеются лишь временные животноводческие стоянки и отдельные фермы.
11	Населенные пункты и расстояния до них	Ближайшим населенным пунктам является поселок Дияр, расположенный в северной части контрактной территории. Районный центр Байганин расположен на расстоянии 210км, а областной центр Актобе на расстоянии 480км.
12	Состав населения	Коренное
13	Ведущие отрасли народного хозяйства	Животноводство
14	Наличие материально-технических баз	Отсутствуют
15	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Отсутствуют
16	Источники: -теплоснабжения, - электроснабжения	Дизель-генераторы
17	Виды связи	Сотовая связь
18	Пути сообщения	Населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами, пригодными для передвижения лишь в сухие времена года.
19	Условия перевозки вахт	Автотранспорт
20	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских	Железнодорожная станция Байганин, 250 км.

	портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	
--	---	--

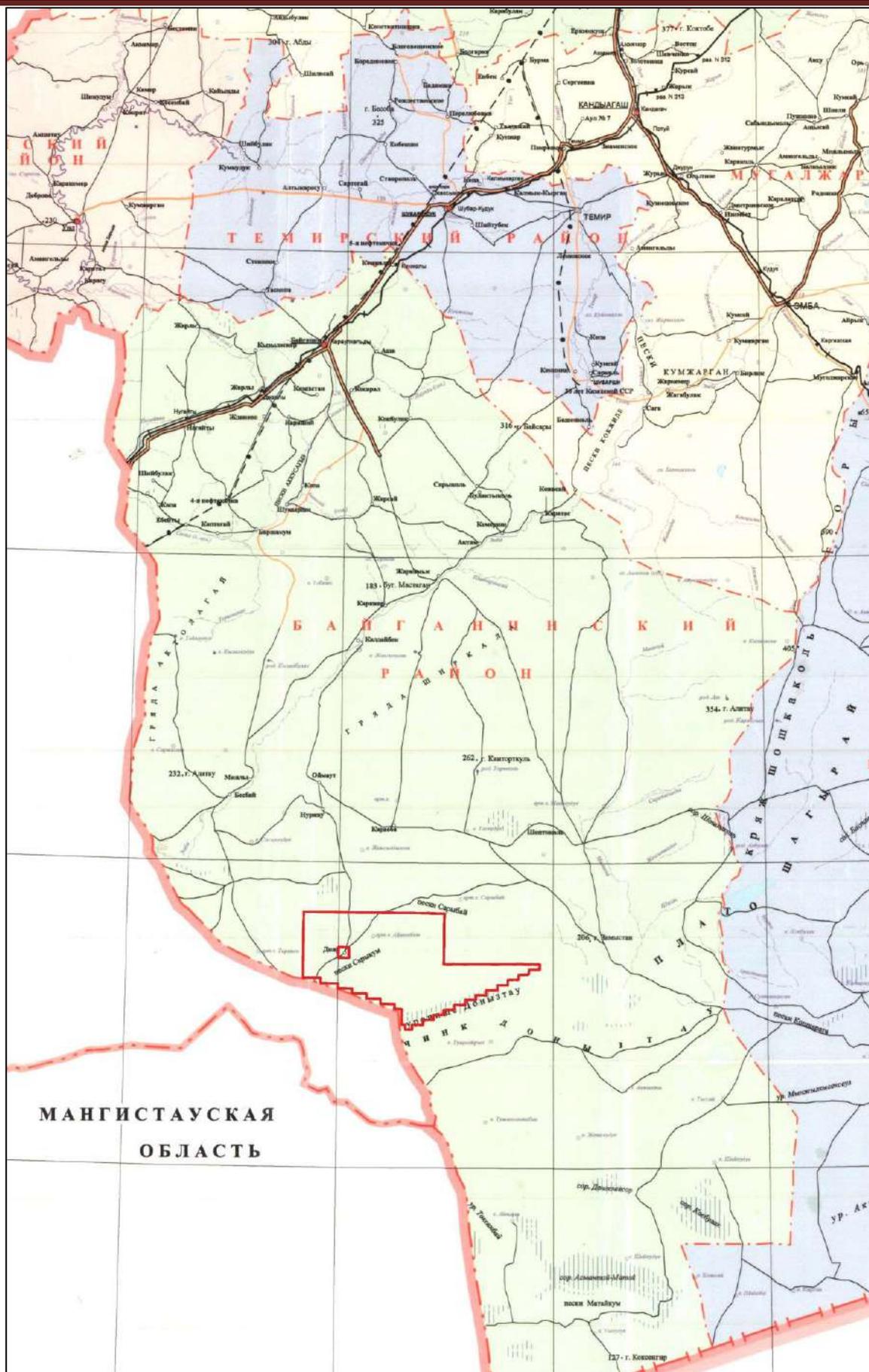


Рис.2.1. Обзорная схема расположения контрактной территории участка Дияр

### 3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Первые сведения о геологическом строении Северного Устюрта относятся ко второй половине XIX и к началу XX веков. Исследования этого периода носили маршрутный и рекогносцировочный характер и связаны с именами Н. Северцева, И. Борцова (1857-1863 гг.), Н. Никитина (1893-1906 гг.), М. Баярунаса, Н. Андрусова (1900-1917 гг.) и др. Большое число работ, посвященных вопросам стратиграфии, тектоники, гидрогеологии Северного Устюрта принадлежит О. Вялову (1927-1947 гг.), составившему в 1935 году геологическую карту Устюрта масштаба 1:2000000. Планомерное геологическое изучение обширного региона, включающего контрактную территорию, началось в 1944 году под руководством А. Яншина. Им впервые выделена Северо-Устюртская система прогибов, составлены геологическая карта масштаба 1:1000000 листа L-40, объяснительная записка к ней и структурная схема по подошве сарматского яруса. Большое значение в изучении рассматриваемой территории имеют работы С. Размысловой, которая с 1948 по 1960 гг. занималась детальными исследованиями третичных отложений северо-западного чинка Северного Устюрта. Были составлены детальные разрезы по чинку и геологическая карта полосы вдоль чинка масштаба 1:200000. В течение 50-х годов экспедициями ВАГТа проводилась геологическая съемка масштаба 1:200000 (А. Летавин, М. Богачева, Н. Буялов, Р. Гарецкий и др.), сопровождавшаяся бурением структурно-картировочных скважин глубиной 200-500 м. Впервые было высказано предположение о нефтегазоперспективности мезозойско-кайнозойского комплекса отложений.

Геолого-геофизические исследования юго-восточного борта Прикаспийской впадины и Южно-Эмбенского поднятия проводятся с 1944г. Вся рассматриваемая территория покрыта геологической съемкой масштаба 1:200 000. В результате получено общее представление о геологическом строении верхней части осадочного чехла, выделен ряд солянокупольных поднятий. Территория Южно-Эмбинского поднятия была показана на карте как область почти сплошного развития третичных осадков, наклоненных к югу.

Гравиметрические исследования проводились с 1961г., в результате построены гравиметрические карты масштаба 1:200 000 на всей территории и 1:50 000, 1:25 000 и 1:10 000 на отдельных участках. Этими работами выявлены локальные аномалии силы тяжести, оконтурены Южно-Эмбинский региональный гравитационный максимум, составлены карты по кровле соли.

Электроразведочными работами, проводившимися в это же время, была изучена геоэлектрическая характеристика разреза, проведено расчленение карбонатных образований Южно-Эмбинского поднятия с различной удельной проводимостью.

Сейсмические исследования проводились на разных площадях юго-восточного борта разными организациями, начиная с 1947г. Уже первый рекогносцировочный сейсмический профиль, проложенный в 1948г. вкрест простирания Южно-Эмбинского регионального гравитационного максимума, наметил границу распространения соленосных отложений на северо-западном склоне последнего. В районе гравитационного максимума на этом профиле был показан пологий и широкий антиклинальный перегиб в мезозойских отложениях, на основании чего было сделано заключение о существовании в этом районе пологого платформенного вала, названного Южно-Эмбинским.

В 1964-1972г.г. была отработана сеть региональных профилей КМПВ, что позволило проследить поверхность фундамента и оценить мощность осадочной толщи.

В 1974-1976г.г. Турланской экспедицией (Гончарова. и др.) были проведены региональные сейсмические работы ОГТ в пределах восточной части Северного Устюрта. В результате работ изучено структурное положение комплексов отложений доюрского осадочного чехла, уточнено строение тектонических элементов района и границ зон их сочленения. Построены сейсмогеологические разрезы масштаба 1:50 000 и схематические структурные карты по кровле пермо-триасовых отложений, горизонту внутри него и поверхности Pz отложений в зоне Южно-Эмбинского поднятия (м-б 1:100 000).

В 1982.г. Турланской геофизической экспедицией (Гончарова. и др.) был выполнен отчет о поисковых геофизических работах на площади Южно-Эмбинского палеозойского поднятия. В

результате сейсморазведки МОГТ в объеме 693 пог.км и КМПВ в объеме 342 пог.км были изучены отложения мезозоя и палеозоя по площади, показан характер сочленения Южно-Эмбинского поднятия с юго-восточным бортом Прикаспийской впадины и Северо-Устьюртского прогиба. Прослежена полоса карбонатных отложений, детализована и подготовлена под глубокое бурение локальная структура по карбонатным отложениям палеозоя – Киндыкты. Построены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, «б», K<sub>1</sub>, K<sub>3</sub>, П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>, П<sub>2</sub><sup>1</sup>. По результатам работ впервые выявлены локальные поднятия Мынқырское и Тақырское по отложениям мезозоя и палеозоя.

В 1982-1984г.г. Турланской экспедицией (Курмашев Е.К. и др.) проведен анализ и обобщение геофизических материалов и бурения по юго-восточному борту Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинскому палеозойскому поднятию. В результате построены структурные карты по отражающим горизонтам П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>, П<sub>2</sub><sup>1</sup>, П<sub>3</sub>, K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>, K<sub>3</sub>, «б», выделена полоса развития высокоскоростных карбонатных отложений Южно-Эмбинского поднятия.

В 1990г. был выполнен отчет по результатам сейсморазведочных работ МОГТ и КМПВ на площади юго-востока Прикаспийской впадины (Сапожников и др.), позволивший уточнить геологическое строение рассматриваемой территории.

Разведочное бурение блока было начато в 1952 году, когда была пробурена Сарыкумская группа скважин (Сарыкум 1, 2 и 6). Начиная с 1962г. на юго-востоке Прикаспия пробурено большое количество глубоких скважин на площадях Южный Тускум, Боржер, Северный Киндысай, Восточный Тобускен, Тортколь, Восточный Тортколь, Тохутколь, Киндыкты, Западный Карате, Северный Сарыбулак, Терескен, Шолькара, Тортай, Жанасу и др. В результате получены сведения по литологии и стратиграфии надсолевых и подсолевых отложений, открыт ряд месторождений нефти и газа, выделены нефтегазовые зоны и проведена оценка перспектив их нефтегазоносности.

В период 1997-2003г. геологоразведочные работы в этом районе выполняла Компания «Репсол Эксплорасион Казахстан». Компанией были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1206 пог.км (отработано 38 профилей) и выполнена переобработка и переинтерпретация 8 175 пог.км профилей прошлых лет. Значительная объем этих профилей приходится на северную часть участка недр Дияр, где было подтверждено наличие структуры Тюте по отложениям нижней перми и карбона. По результатам работ были построены структурные карта по отражающим горизонтам III, V, VI, П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>. Часть переобработанных профилей захватила структуру Тақыр, подтвердив ее наличие.

На рис.3.1 Приведена схема сейсмической и буровой изученности участка недр Дияр.

В таблице 3.1 приведены краткие сведения о геолого-геофизической изученности участка недр Дияр и сопредельных территорий.

### Рис.3.1 Схема буровой и сейсмической изученности участка Дияр

**Таблица 3.1-Геолого-геофизическая изученность**

Год	Организация и авторы отчета	Вид работ	Краткие результаты
1971	Всесоюзный аэрогеологический трест Бородин А.П.	Геологическая съемка	Составлена геологическая карта масштаба 1:50 000
1977	Турланская геофизическая экспедиция Гончарова Т. В.	Региональные работы ОГТ	Изучено структурное положение комплексов отложений доюрского осадочного чехла, уточнено строение тектонических элементов района и границ зон их сочленения. Построены сейсмогеологические разрезы масштаба 1:50 000 и схематические структурные карты по кровле пермо-триасовых отложений, горизонту внутри него и поверхности Pz отложений в зоне Южно-Эмбинского поднятия (м-б 1:100 000)
1980	Турланская геофизическая экспедиция Курмашев Е.К.	Тематические Работы	Обобщение поисковых геологоразведочных работ на площади юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины
1981-1982	Турланская геофизическая экспедиция Курмашев Е.К.	Региональные сейсмические работы МОГТ	Построены структурные карты по отражающим горизонтам П <sub>1</sub> , П <sub>2</sub> , П <sub>2</sub> <sup>1</sup> , П <sub>3</sub> , К <sub>1</sub> , К <sub>2</sub> , К <sub>3</sub> , «б», выделена полоса развития высокоскоростных карбонатных отложений Южно-Эмбинского поднятия.
1982	Турланская геофизическая экспедиция Гончарова Т. В.	Региональные сейсмические работы МОГТ	В результате сейсморазведки МОГТ в объеме 693пог.км и КМПВ в объеме 342пог.км были изучены отложения мезозоя и палеозоя по площади, показан характер сочленения Южно-Эмбинского поднятия с юго-восточным бортом Прикаспийской впадины и Северо-Устюртского прогиба. Прослежена полоса карбонатных отложений, детализована и подготовлена под глубокое бурение локальная структура по карбонатным отложениям палеозоя – Киндыкты. Построены структурные карты по отражающим горизонтам Ш, V, «б», К <sub>1</sub> , К <sub>3</sub> , П <sub>1</sub> , П <sub>2</sub> , П <sub>2</sub> <sup>1</sup> . По результатам работ впервые выявлены локальные поднятия Мынқырское и Такырское по отложениям мезозоя и палеозоя.
2003г.	Компания «Репсол Эксплорасион Казахстан» Хосе Карбайо	Переобработка и переинтерпретация материалов сейсморазведки 2Д прошлых лет современными технологиями	Изучено геологическое строение Байганинского блока. Дана оценка перспектив нефтегазоносности.

## **4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ**

### **4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

Геологический разрез участка недр Дияр бурением изучен крайне слабо.

Согласно данным бурения и сейсмических материалов в разрезе исследуемого участка бурением могут быть вскрыты отложения от четвертичной до девонской системы включительно.

Территория исследований расположена в пределах юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины и развитой по её южной периферии зоны Южно-Эмбенского палеозойского поднятия и покрыта чехлом неогеновых и четвертичных отложений. Ниже приводится описание палеозойского и мезозойского разреза по скважине Сарыкум Г-1, расположенной непосредственно на площади работ, и скважинам, пробуренным на сопредельных площадях: Туресай, Жанасу, Восточный Тортколь, Терескен (зона Южно-Эмбенского поднятия) и Тортай, Адайская, Шолькара, Альмураатконыр, Боржер, Северный Киндысай, Каратюбе (периферия юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины).

Обобщенная литолого-стратиграфическая характеристика геологического разреза приведена в графическом приложении !

#### **Палеозой**

##### **Девонские отложения**

Наиболее древними палеозойскими отложениями, вскрытыми в относительно приподнятой зоне Южно-Эмбенского поднятия, являются верхнедевонские отложения. Они представлены переслаиванием сероцветных, иногда пестроцветных терригенных отложений, преимущественно конгломератов, аргиллитов, известняков и песчаников. Скважинами Туресай Г-7, Жанасу Г-11, Терескен П-1 вскрыты франкий и фаменский ярусы; скважиной Жанасу Г-10 – только фаменский ярус. Мощность девонских отложений, вскрытых на Южно-Эмбинском поднятии составляет: в скважине Жанасу 11 – 738м, в скв. Жанасу 10 – 1041 м.

Некоторые исследователи (Е.Н.Поленова, А.К.Крылова) по определенным видам споропыльцы нижнюю часть девонских отложений, вскрытых в скважине Жанасу 11 в интервале 2600-2838м, относят к среднему девону.

##### **Каменноугольные отложения**

Отложения широко вскрыты по периферии юго-восточного борта Прикаспийской впадины и в пределах Южно-Эмбенского поднятия и представлены всеми тремя отделами. По своему составу их можно разделить на каменноугольные отложения с преимущественным развитием терригенных пород и каменноугольные отложения с преимущественным развитием карбонатов.

Нижнекаменноугольные терригенные отложения вскрыты скважинами Г-4, 7 Туресай, Г-10, 11 Жанасу, П-1 Терескен. Турнейский ярус мощностью до 130 м в скважине Г-4, 7 Туресай и Г-10, 11 Жанасу представлен толщей сероцветных алевролитовых глин, разнозернистых песчаников и глинистых алевролитов с прослойками гравелитов и конгломератов. В скважине Г-11 Терескен отложения турнейского и визейского ярусов общей мощностью 1400 м не расчлены и представлены переслаиванием песчаников, конгломератов, глин, аргиллитов и известняков. Визейский ярус в скважине Г-4 Туресай (мощность около 900 м) представлен чередованием глин, аргиллитов, мергелей, гравелитов и конгломератов. Скважина П-1 Тортай в интервале глубин 2613-4170 м (забой) вскрыла терригенный разрез нерасчлененного нижнего, среднего и верхнего карбона. В самой верхней части каменноугольного разреза, отнесенного по возрасту к московскому ярусу среднего карбона и гжелскому ярусу верхнего карбона, развиты карбонатные отложения, имеющие подчиненное значение.

По данным сейсмокаротажа и исследований керна скважин Г-10 Жанасу и П-1 Терескен терригенные отложения девона и нижнего карбона близки по физическим свойствам и характеризуются пластовой скоростью 3,9-4,0 км/с и плотностью 2,4-2,55 г/см<sup>3</sup>.

В пределах северной части Южно-Эмбенской зоны к размытой поверхности палеозоя выходят карбонатные отложения карбона – нижней перми, частично вскрытые скважинами Г-3, 2А Туресай, Г-1, 2 Сарыкум, Г-1, 2-Вост.Торколь и представленные монотонной толщей полого

залегающих, преимущественно серых, крупнокристаллических пелитоморфных органогенных известняков с редкими прослоями ангидритов и терригенных пород. Нижнекаменноугольные карбонатные отложения вскрыты скважинами Г-1 Вост.Тортколь (вскрытая мощность 714 м) и Г-3 Туресай (в состав визейского яруса вскрытой мощностью 350 м и намюрского яруса мощностью 114 м). На площади Сарыкум карбонатный комплекс расчленен на отложения среднего (московский ярус), верхнего (гжельский ярус) карбона и нижней перми (ассельский и сакмарский ярусы). Разрез С<sub>2</sub>-С<sub>3</sub> Сарыкума хорошо сопоставим с аналогичным разрезом Туресая как по составу, так и по мощности (вскрытые мощности карбонатных отложений С<sub>2</sub> – 900 м, С<sub>3</sub> – 193 м). Среднекаменноугольные карбонатные отложения мощностью 488 м выделены также в скв. Г-1 Тортколь, а верхнекаменноугольные мощностью 257 м – скважиной Г-2 Вост.Тортколь (для тех и других – сохранившаяся от предмезозойского размыва часть). Карбонатные отложения нижней перми выделены только скв. Г-1, 2 Сарыкум и описаны ниже.

Таким образом, по разрезам палеозойских карбонатных отложений скважин Сарыкум, Туресай и Тортколь фиксируется выклинивание сначала нижнепермских, а затем и средне-верхнекаменноугольных отложений при движении от северо-западной (Прикаспийской) периферии Южно-Эмбенского поднятия к его своду. При дальнейшем продвижении на юго-восток выклинивается и нижнекаменноугольная часть карбонатного разреза (скв. Туресай Г-4, 7; Жанасу Г-10,11; Терескен П-1) и разрез представлен только описанными выше терригенными отложениями Д<sub>3</sub>-С<sub>1</sub>.

По данным сейсмокаротажа скважин Г-3 Туресай и Г-1 Сарыкум известняки карбонатного комплекса С<sub>1</sub>-Р<sub>1</sub> характеризуются  $v_{пл.}=5,2-6,3$  км/с, а пропластки терригенных пород – 4,14-4,5 км/с. Средняя  $v_{пл.}$  всего комплекса 5,4-5,6 км/с. Значения плотности составляют : известняки – 2,66-2,70, песчаники – 2,52, аргиллиты – 2,46, алевролиты – 2,53 г/см<sup>3</sup> при средней плотности комплекса в целом – 2,67 г/см<sup>3</sup>.

### Пермская система

Породы представлены на описываемой территории нижним и верхним отделами. Как упоминалось выше, нижнепермские отложения вскрыты на площади Сарыкум в составе ассельского и сакмарского ярусов. Ассельский ярус (мощность 461 и 544 м в скв. Г-1 и Г-2 соответственно) сложен серыми известняками и известковыми гравелитами. Сакмарский ярус (мощность 198 и 190 м) представлен верхней пачкой аргиллитов с известняками и нижней ангидритовой пачкой.

На всей площади исследований периферии юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины нижнепермская система широко представлена артинским и кунгурским ярусами. Артинские отложения вскрыты на площадях Боржер (скв. Г-1), Тортай (скв. П-1), Каратюбе (скв. П-25), Сев. Киндысай (скв. Г-2). Представлены они черными аргиллитами с обуглившимися растительными остатками и песчаниками. Вскрытая мощность (исключая Тортай) достигает 190 м (скв. Г-2). В скв. П-1 Тортай артинские отложения представлены гравелитами, песчаниками и мергелями с прослоями глины и доломитов. Их мощность составляет 643 м.

Поверхность толщи сакмаро-артинских отложений является опорным подсолевым отражающим горизонтом П<sub>1</sub>. Эта толща характеризуется на Южно-Эмбенском поднятии средней пластовой скоростью 4900-5000 м/с.

Вскрытые отложения кунгурского яруса со стратиграфическим и угловым несогласием перекрывают более древние палеозойские отложения (площадь Вост.Тортколь, Каратюбе, Сев. Киндысай, Боржер). На площадях Альмураатканыр, Шолькара и Адайская скважины остановлены в кунгурских отложениях. По преобладанию тех или иных литологических разностей кунгурские отложения подразделяются на три толщи: нижнюю терригенно-сульфатную, среднюю галогенную и верхнюю сульфатно-терригенную. Нижняя толща сложена аргиллитами, ангидритами, алевролитами и песчаниками с прослоями гравелитов. Галогенная толща представлена каменной солью средне- и крупнокристаллической, массивной, с прослоями аргиллитов, песчаников и гипсов. Верхняя толща сложена преимущественно аргиллит-ангидритами с прослоями известняков. Максимальная мощность кунгурского яруса на площади Каратюбе – 3377 м, Сев.

Киндысай – 3311 м, Боржер – 3083 м, Вост.Тортколь – 328 м, Альмурааткoныр (вскрытая мощность) – 1625 м.

Кровля галогенных осадков кургура является хорошей отражающей (VI) и преломляющей границей (Тс) с  $v_r=4500-5000$  м/с. Среднее значение пластовой скорости в кунгурских отложениях 4500-4600 м/с. Кровля нижней терригенно-сульфатной пачки является отражающей границы VII.

Верхнепермские красноцветные континентальные отложения вскрыты большим количеством скважин в периферийной части юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Они прослеживаются на периферии соляных куполов и выполняют межкупольные депрессии, составляя нижнюю часть разреза надсолевых отложений. Около склонов соляных массивов они выделены в составе казанского и татарского ярусов. В нижней части разреза верхнепермские отложения представлены морскими лагунными глинисто-карбонатными породами, в верхней, более мощной – толщей красноцветных и пестроцветных, в основном, континентальных песчано-глинистых пород. Их общая мощность колеблется от 160 м (пл. Альмурааткoныр), до 732-1195 м (площади Киндысай, Каратюбе соответственно). Комплекс отложений верхней перми характеризуется средней плотностью 2,45 г/см<sup>3</sup>, а среднее значение пластовой скорости 3,6-3,8 км/с.

В сейсмическом отношении кровля отложений верхней перми является опорной отражающей границей Д, в толще верхнепермских отложений выделяется преломляющий горизонт с  $v_r=4500-4700$  м/с.

### Мезозой

**Триасовые отложения** не обнаружены в зоне Южно-Эмбенского поднятия (кроме пл. В. Тортколь), но вскрыты почти на всех разбуренных куполах периферийной части юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины и в некоторых межкупольных мульдах.

Они представлены нижним отделом и расчленены на ветлужскую и баскунчакскую серии, сложенные красноцветными песчано-глинистыми породами. Сероцветные терригенно-глинистые отложения верхнего триаса – нижней юры выделены в аралсорскую свиту.

Мощность нижнетриасовых отложений зависит от структурного положения и составляет 162-285 м на площади Сев. Киндысай (Г-2, Г-5, П-14), 67-399 м на площади Каратюбе (П-25, Г-33-37), 145-175 м на Альмурааткoныр (Г-2, Г-1), 71 м в скважине Г-1 Боржер и 267 м на площади Вост. Тортколь. На площади Кенкияк колеблется от 144 м (Г-96) до 364 м (Г-101).

Эрозионной поверхности нижнего триаса соответствует V опорный отражающий горизонт. Кровля пермтриасового комплекса является преломляющей границей с  $v_r=4000-4200$  м/с.

**Юрские отложения** развиты в описываемом районе повсеместно, представлены породами всех отделов и подразделяются на 2 толщи: 1-ю нижнюю, включающую осадки нижней и средней юры и представленные, в основном, континентальными и континентально-лагунными образованиями; 2-ю верхнюю, объединяющую морские осадки верхней юры.

Отложения нижнего отдела сложены светло-серыми, разнoзернистыми песками и песчаниками с прослоями глин, и включениями гальки и гравия. Мощности нижнеюрских отложений колеблются от 38 до 135 м (площади Вост. Тортколь, Тортай, Каратюбе, Сев. Киндысай, Кенкияк, Альмурааткoныр, Терескен, Жанасу, Боржер), иногда полностью сокращаясь в зоне Южно-Эмбенского поднятия (площади Туресай, Сарыкум). Среднеюрские отложения с эрозионным несогласием перекрывают нижнеюрские, нижнетриасовые или кунгурские породы и представлены породами аалена (песчаная и глинистая пачки мощностью до 60 м) и байосса-бата (чередование песчаных и глинистых пачек с прослоями песчаников и бурых углей). Мощность среднеюрских отложений достаточно выдержана на описываемой площади и колеблется от 215 м (Боржер), 237 м (Кенкияк) до 327 м (Вост.Тортколь).

Верхнеюрские морские осадки распространены весьма ограниченно по периферии юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины. На Южно-Эмбенском поднятии они представлены песчаниками, песками и песчанистыми глинами, переходящими в верхах разреза в известняки, доломиты, глины и алевролиты. Их мощность колеблется от 31 м (Вост. Тортколь) до 240 м (Сарыкум).

Разрез юрских отложений подразделяется на две толщи с разными пластовыми скоростями. Граница между ними проходит в средней юре. Среднепластовая скорость нижней толщи 3460-3500 м/с, верхней – 3200-3300 м/с. Граница между средней и нижней юрой является преломляющим горизонтом с  $v_{г}=3300-3800$  м/с. Кровле юрских отложений соответствует III опорный отражающий горизонт и преломляющий горизонт  $T_1^1$ .

**Меловые отложения** имеют широкое площадное распространение и вскрыты всеми описываемыми скважинами в составе нижнего и верхнего отделов. Отложения нижнего мела представлены плотными известковистыми песками, глинистыми разностями, песчаниками. Верхний отдел мела сложен разноцветными песками, песчаниками, глинами, сильно опесчаненными мергелями с фосфоритовой галькой, писчим мелом. Мощность изменяется в пределах 20 м (Каратюбе) – 360 м (Жанасу), иногда сокращаясь до 0 м (Боржер, Вост. Тортколь).

По значениям пластовых скоростей в меловых отложениях выделяются 3 толщи: нижняя в объеме низов нижнего мела до апта включительно ( $v_{пл.}=2820-2960$  м/с); средняя, включающая альб и низы верхнего мела ( $v_{пл.}=2600-2650$  м/с); верхняя – верхи верхнего мела и низы палеогена ( $v_{пл.}=1960$  м/с). Кровля мела является преломляющей границей  $T_0^1$  и опорным отражающим горизонтом I. В подошве апта прослеживается опорный отражающий горизонт II, а в верхнемеловых отложениях несколько преломляющих границ с граничными скоростями распространения волн 2200 м/с, 2400 м/с, 2700 м/с.

В таблице 4.1.1 приведены стратиграфические разбивки разрезов глубоких скважин, пробуренных в пределах участка недр Дияр и сопредельных территорий.

Таблица 4.1.1. Стратиграфическая разбивка разрезов глубоких скважин, пробуренных в пределах участка недр Дияр

№ п/п	№ скв.	Скв.	Глубина	Горизонт	Стратиграфическая разбивка по подошве отложений															
					Q	K <sub>2</sub>	K <sub>1al</sub>	K <sub>1h</sub>	J <sub>3</sub>	J <sub>2</sub>	J <sub>1</sub>	T	P <sub>2</sub>	P <sub>1k</sub>		P <sub>1</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>
1	Сарыкум	1	3106	C <sub>2-1</sub>	50	270	665	1097	1380	1700						2385	2530	3106		
2		2	2879	C <sub>2-1</sub>				1113			1729					1895	2415	2765	2879	
3		6	1161	J <sub>2</sub>				1093			1161									
4	Киндыкты	1	3180	C <sub>2-1</sub>		216		821		1651						1707	2445	3180		
5		2	3023	C <sub>2-1</sub>		180		920		1840			2490	2732		2888		3023		
6	Жанасу	11	2838	D <sub>3</sub>		360	780	1410	1600	1900	1954								2082	2838
7		10	3020	D <sub>3</sub>		330	890	1295	1400	1760	1880								1980	3030

## 4.2. Тектоника

Исследуемый район работ представляет собой сложную тектоническую зону сочленения двух крупных структур: юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинского поднятия. Мощность осадочного чехла юго-восточной части Прикаспийской впадины по данным сейсмоки составляет 7-12км. В пределах Южно-Эмбинского поднятия фундамент погружается с северо-запада на юго-восток с 9 до 12км.

Наиболее важным элементом структуры фундамента является Северо-Устюртский разлом, разграничивающий области с различной по составу консолидированной корой, что выражается в заметном отличии значений граничных скоростей преломляющего горизонта «Ф» в Прикаспийской впадине и под Южно-Эмбинским поднятием и на Северном Устюрте.

Северо-Устюртским глубинным разломом описанная зона отделяется от Северо-Устюртского массива ранней консолидации фундамента. Системой региональных субмеридиональных и субширотных разломов Северо-Устюртский массив разбит на ряд блоков, в пределах которых поверхность фундамента залегает на глубинах от 4 до 12 км. Основные структурные элементы его фундамента – Косбулакский прогиб на севере и Северо-Устюртский на юге.

В разрезе осадочной толщи территории, как и в остальных районах Прикаспийской впадины, выделяются три литологических комплекса: подсолевой, солевой и надсолевой. На юго-восточной периферии Прикаспийской впадины в зоне Южно-Эмбенского поднятия осадочная толща представлена двумя комплексами пород: мезо-кайнозойских отложений и отложений палеозоя.

Условия залегания палеозойских и мезо-кайнозойских отложений на площади Южно-Эмбенского поднятия характеризуется наличием резкого углового несогласия между двумя этими комплексами осадков. Как показывают структурные карты и профильные разрезы, построенные по материалам сейсмических съемок, а также данные бурения, общей чертой палеозойского и мезо-кайнозойского комплексов в районе Южно-Эмбенского поднятия является региональное погружение осадков с северо-востока на юго-запад, а кроме того региональное погружение мезо-кайнозойских отложений с северо-запада на юго-восток, от Прикаспийской впадины в сторону Устюрта. Породы же палеозоя в указанном направлении испытывают сравнительно крутой подъем и, залегая почти горизонтально в своде поднятия, далее к югу полого погружаются в сторону Северо-Устюртского прогиба.

Строение мезо-кайнозойского комплекса пород характеризуют отражающие горизонты III и V прослеженные на всем участке этой зоны. Горизонты, выделяемые в мезокайнозойском разрезе включая V, залегают субсогласно. Наблюдается региональное погружение отражающих горизонтов III и V в восточном и южном направлениях от глубины 1100м до 1500м (III горизонт) и 1500-1800м (V горизонт). Мезокайнозойские отложения в исследованном районе четко выражаются и залегают плащеобразно.

В районе Южно-Эмбенского палеозойского поднятия размытую поверхность палеозойских отложений характеризует отражающий горизонт «б», который испытывает региональное моноклинальное погружение в направлении на юг с глубины 1600-1800м до 2000м.

Внутреннее строение палеозойских отложений Южно-Эмбенского поднятия характеризует отражающие горизонты  $P_2'$  ( $K_3$ ) - кровля терригенных отложений нижнего вize-верхнего девона и  $P_2$  ( $K_1$ ) – кровля карбонатных отложений среднего-нижнего карбона. По этим горизонтам фиксируются зоны приподнятого и погруженного залегания карбонатных отложений. Простираение этих зон соответствует общему простираению Южно-Эмбенского палеозойского поднятия. Перепад глубин между приподнятыми участками и наиболее погруженными составляет 200-400м.

В пределах приподнятых участков выделены локальные структуры Сарыкум, Тюте и Такыр.

Локальная структура Сарыкум выявлена сейсморазведкой на северо-западном склоне Южно-Эмбинского палеозойского поднятия. Размеры структуры 10 x 2км, сводовая часть структуры по условному отражающему горизонту «б» оконтуривается изогипсой - 2600м. Углы наклона пластов на северо-западном крыле составляют 10° и на юго-восточном – более пологом крыле -7°. На структуре в пятидесятые годы прошлого столетия были пробурены разведочные скважины 1 и 2 в своде и на юго-восточном крыле, вскрывшие под отложениями мезозоя терригенные отложения нижней перми и верхнего-среднего карбона.

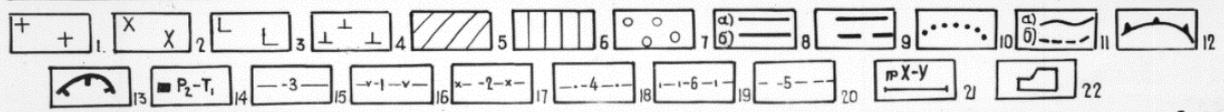
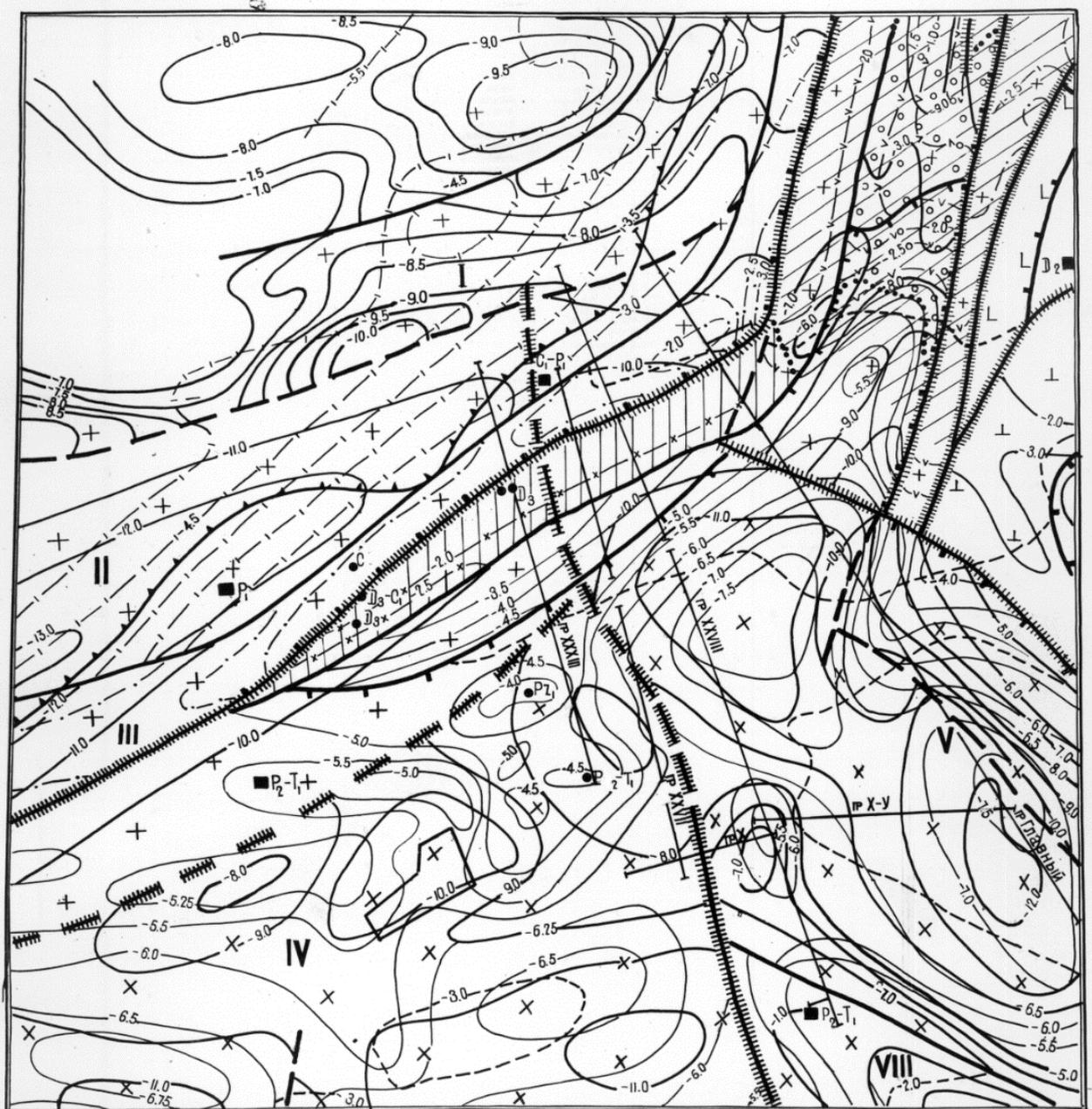
Структура Тюте по горизонту  $P_2'$  представляет обширное валлообразное поднятие северо-восточного простирания, оконтуренное изогипсой -3550м и имеющее размеры по этой изогипсе 29 x 4км. Амплитуда поднятия достигает 450-500м. Поднятие имеет 2 свода, оконтуренные изогипсой -3100 м. Северо-западное и юго-восточное крылья ассиметричны. На юго-западной переклинали более крутым является крыло, раскрывающееся в сторону Южно-Эмбинского поднятия, на северо-восточной – в сторону Прикаспийской впадины. На переклинали поднятие Тюте сочленяется с подобными структурами Северный Сарыбулак на юго-западе и Сарыкум на северо-востоке. Терригенные нижневизейские отложения являются промышленно нефтеносными (Локтыбай, Тортай), в связи с этим структура Тюте представляет большой практический интерес. Интерес этот в значительной степени увеличивается тем, что свод структуры Тюте сложен башкирско-верхневизейскими карбонатными отложениями, сходными с Жанажольским типом разреза КТ-2. А наличие здесь соляной pokrышки существенно повышает перспективы нефтегазоносности структуры.

Локальное поднятие Такыр впервые было выделено по результатам исследований МОГТ в 1982г. (Отчет о поисковых геофизических работах на площади Южно-Эмбинского палеозойского поднятия за 1982г. Авторы Гончарова Т.В. И др.).

В структурно-тектоническом плане поднятие расположено в сводовой части Южно-Эмбинского поднятия. Предварительные оценочные параметры структуры, следующие: по III отражающему сейсмическому горизонту свод поднятия оконтуривается изогипсой - 1330м, амплитуда 50м, по отражающему горизонту «б» свод поднятия оконтуривается изогипсой -2000м, амплитуда 70м. Размеры поднятия 6 x 3км.

Работами, выполненными Компанией «Репсол Эксплорасион Казахстан», было подтверждено поднятие Такыр, однако, по результатам этих работ свод палеозойского поднятия смещен на северо-восток, амплитуда 300м и размеры по замыкающей изогипсе - 2300м 16,6 x 7,8км.

Поднятие Такыр может представлять определенный нефтепоисковый интерес, учитывая установленную нефтегазоносность мезокайнозойских отложений Северного Устюрта, полученный приток нефти из верхнедевонских отложений в скважине Жанасу 11, расположенной в единой структурной зоне с поднятием Такыр. Кроме того, поднятие Такыр приурочено к зоне выклинивания пермо-триасовых отложений, которые представляют самостоятельный объект для поисков нефти и газа.



**РИС.3 ТЕКТОНИЧЕСКАЯ КАРТА СЕВЕРНОГО УСТЮРТА И ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНОВ**

1. фундамент Русской плиты. 2. Фундамент Северо-Устыртского массива. 3. Уралиды (субмеридиональные герциниды); породы Зеленокаменной зоны. 4. Субширотные и северо-западные палеозойды, Северо-западного Приаралья. 5. Верхнеэмбенская миогеосинклиналь 6. Южно-Эмбенский далакоген. 7. Атырауский периклиналиный прогиб. 8. Региональные разломы: а) секущие породы палеозоя б) погребенные породы палеозоя. 9. Разломы: а) секущие породы палеозоя б) погребенные породы палеозоя. 10. Границы зон. 11. Стратоизогипсы: а) поверхности докембрииского и палеозойского фундамента б) поверхности юрских отложений. 12. Граница распространения соляных куполов. 13. Граница распространения отложений пермокарбона. 14. Группы скважин, вскрывших породы палеозоя и их индекс. Стратоизогипсы поверхности до бернелермских отложений - 15. С Vг=5400м/сек - 5700м/сек. (Северный Устырт) 16. С Vг=5600-6400м/сек 17. С Vг=4000м/сек 18. Vг=5900-6400м/сек. 19. С Vг=5000-5400м/сек (отражающий горизонт II) 20. Предпологаемые. 21. Отчетные региональные профили ОГТ 22. Уч-к Ащиктайпака

Блоки Прикаспийской впадины: I-Утыбайский II-южно-Эмбенский III-Креовой. Блоки Северо-Устыртского массива: IV-Самско-Бейнеуский V-Косбулакский VIII-Кассарминский

Выкопировка из тектонической карты Р.Г. Гарецкого, Р.Б. Сапожникова.

**Рис. 4.2.1. Тектоническая схема Северного Устырта и прилегающих районов**

### 4.3. Нефтегазоносность

Юго-восток Прикаспийской впадины является одной из старейших нефтеносных провинций страны. Все эксплуатируемые месторождения этого района содержат продуктивные горизонты в надсолевом комплексе отложений (продуктивные свиты верхней перми, нижнего триаса, средней юры и нижнего мела) и приурочены к соляным куполам. Размеры и запасы месторождений невелики, основные типы залежей – пластовые, экранированные плоскостями тектонических нарушений и склонами соляного ядра.

В последнее время особенно благоприятными для промышленных скоплений нефти и газа в этом районе считаются докунгурские подсолевые отложения. Высокая оценка нефтегазоносных перспектив региона базируется на совокупности следующих геолого-геофизических данных.

1. Наличие прямых признаков нефтегазоносности в подсолевых отложениях района и многочисленные нефтегазопроявления, отмеченные на подавляющем большинстве разбуренных площадей (например, в скважине Г-3 Туресай, Г-11 Жанасу), исключая площади Терескен и Сарыкум.

2. Широкое развитие в подсолевом комплексе пород с высоким содержанием органического вещества  $C_{орг}$  и хлороформенного битумоида  $A_{хл.}$ . По результатам обобщения данных по юго-восточной части Прикаспийской впадины диапазон изменения этих показателей составляет:  $C_{орг.}=0,12-7,2\%$ ,  $A_{хл.}=0,03-0,65\%$ .

3. Важными условиями для формирования и сохранения месторождений нефти и газа являются наличие качественных коллекторов и совершенных покрышек, что установлено для подсолевых отложений района. В частности, притоки воды и углеводородов по скважинам из всех известных литолого-стратиграфических комплексов свидетельствуют о широком развитии в подсолевом разрезе пород-коллекторов, а наличие региональной соляной покрышки с высокими изолирующими свойствами превратило Прикаспийскую впадину в закрытый бассейн. Кунгурская соленосная толща сохраняет изолирующие свойства как в пределах куполов, так и мульд за счет наличия нижней сульфатно-терригенной пачки, содержащей непроницаемые пропластки сульфатов, галогенов и глинистых пород, что привело к застойному режиму пластовых вод подсолевых отложений, создающему благоприятные условия сохранения нефти и газа.

4. С точки зрения тектонических критериев нефтегазоносности, для юго-восточной части Прикаспийской впадины весьма благоприятным является невысокая степень дислоцированности подсолевых отложений с развитием пологих платформенных, тектонически ненарушенных структур, а также наличие региональных наклонов, способствующих материальной миграции углеводородов и их концентрации в относительно приподнятых зонах.

Отдельно остановимся на перспективах различных комплексов отложений Южно-Эмбенского поднятия. Прямые признаки нефтегазоносности (скважины Г-3 Туресай) подсолевого карбонатного комплекса Южно-Эмбенского поднятия и его принадлежность к единой зоне с карбонатным комплексом Астраханского поднятия, делают комплекс перспективным объектом поисков нефти и газа.

Несомненно, перспективны и терригенные палеозойские отложения Южно-Эмбенского поднятия, расположенные под карбонатным комплексом. Они характеризуются огромными мощностями (3-7 км) и благоприятным режимом их формирования, в них установлены прямые признаки нефтегазоносности (пл.Жанасу и др.). Терригенные палеозойские отложения южной части Южно-Эмбенского поднятия, не перекрытые карбонатным палеозойским комплексом, сильно дислоцированы и поэтому малоперспективны.

#### 4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

Исследованная территория расположена в восточной части Эмбенского артезианского бассейна, на границе области развития соляных куполов и Южно-Эмбенского авлакогена. В пределах последнего, занимающего значительную часть площади исследований, моноклинальное залегание пород предопределило движение подземных вод с севера на юг и широкое развитие слабо минерализованных вод в наиболее изученных сеноманских и верхнеальбских отложениях. На условия формирования грунтовых вод в четвертичных отложениях оказали влияние изрезанность рельефа в северной и южной части района, крупный песчаный массив Терескен, многочисленные микропонижения на равнинных участках поверхности, дефляционные котловины, а также засушливый климат. Эти факторы обусловили неравномерную обводненность четвертичных отложений и разнообразие в развитии различных по минерализации вод.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных морских отложений распространен в южной части исследованной территории, в пределах хвалынской морской равнины сильно изрезанной лощинами, оврагами и озеровидными западинами.

Грунтовые воды имеют спорадическое распространение и приурочены к линзовидным прослоями тонко- и мелкозернистых песков мощностью до 0,5 м, залегающих среди сильно опесчаненных глин. Глубина залегания вод не превышает 4-5 м.

На сильно изрезанных участках равнины распространены воды, во всей вероятности, с минерализацией не превышающей 10 г/л (чаще более 3 г/л). Под озеровидными западинами могут быть вскрыты соленые воды, с минерализацией более 10 г/л (кажущееся сопротивление пород – 2 омм).

Водообильность верхнечетвертичных морских отложений весьма незначительная, а водоотдача ничтожна.

Питание данный горизонт получает за счет атмосферных осадков в период снеготаяния и ливневых дождей. Осадки осенне-зимнего периода, скапливающиеся в лощинах и оврагах, оказывают рассоляющее влияние на грунтовые воды, а заметные уклоны поверхности способствуют усиленному движению этих вод и выносу солей из грунтов. Этим объясняется невысокая минерализация вод данного горизонта на сильно изрезанных участках морской равнины. В пределах озеровидных западин усиленное испарение и привнос солей грунтовыми водами приводят к вторичной концентрации их в грунтах. Застойным характером данного горизонта и приуроченностью к сильно засоленным грунтам объясняется высокая минерализация грунтовых вод в пределах озеровидных понижений.

Рассматриваемый водоносный горизонт не пригоден для практического использования.

Водоносный горизонт средне- и нижнечетвертичных аллювиально-пролювиальных отложений распространен на большей части исследованной территории и отсутствует на участках, где данные отложения слагают изолированные останцы.

Грунтовые воды приурочены к мелко- и среднезернистым пескам с мелкой галькой и гравием кремнистых пород, реже супесям и суглинкам. Мощность обводненной части пород колеблется от 0,5 до 10 м. В пределах песчаных массивов грунтовые воды переветренных песков среднечетвертичного возраста гидравлически связаны с водами подстилающих песчаных отложений, по всей вероятности, нижнечетвертичного возраста. Воды этих отложений спорадически распространены на возвышенных участках равнины и перекрыты водопроницаемыми, но практически безводными суглинками средне- или нижнечетвертичного возраста. Региональным водоупором данного горизонта служат глины палеогена.

Глубина залегания грунтовых вод колеблется от 1,5 до 3,0 м в котловинах выдувания песчаного массива Терескен, от 2,7 до 6,0 м в пределах полужакрепленных песков, от 0,5 до 1,8 м в понижениях и до 10 м на возвышенных участках равнины.

Наблюдается некоторая закономерность в распространении различных по минерализации грунтовых вод по площади и по глубине. В пределах разведываемой площади массива Терескен к котловинам выдувания приурочены маломощные (0,5-1,0 м) линзы пресных вод (до 1 г/л) «плавающие» на более минерализованных водах. По данным каротажа кажущиеся сопротивления песков до глубины 3 м составляют 12,5-27,0 омм, а глубже уменьшается от 8 до 2 омм. Это подтверждается данными опробования группы колодцев №2, где на глубине 2,25 м вскрыты воды до 1 г/л, а на 3 м – 1,2 г/л.

Минерализация грунтовых вод увеличивается в направлении от центральных к окраинным частям массива до 1,67 г/л (скв. 4) и вблизи соров до 2,97 г/л (кол. 1). Химический состав вод довольно пестрый: хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатный натриевый, сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридный натриевый, гидрокарбонатно-хлоридный натриево-магниевый и хлоридно-сульфатный натриево-кальциевый.

Пресные воды чистые и мягкие. Величина окисляемости – 5,4-5,6 мг О<sub>2</sub>/л, а общей жесткости (в основном, карбонатной) – 5,4-5,5 мг.экв/л. Слабо солоноватые воды более загрязненные и жесткие. Величина окисляемости – 13 мг О<sub>2</sub>/л, а общей жесткости – 20,4 мг.экв/л.

На площади полужакрепленных песков распространены воды, по всей вероятности, с минерализацией до 3 г/л.

Грунтовые воды нижнечетвертичных аллювиально-пролювиальных отложений в пределах возвышенных участков равнины и под песками массива Терескен имеют минерализацию более 3 г/л.

Под озеровидными западинами скважинами вскрываются воды типа рассолов, с минерализацией более 10 г/л (скв. 4 – 58,6 г/л). На площадях распространения в пределах равнины многочисленных микропонижений развиты воды с минерализацией до 3 г/л.

Водообильность аллювиально-пролювиальных отложений, обладающих хорошими фильтрационными свойствами, должна быть значительная. Но колодцы, вскрывающие обычно только верхнюю наиболее опресненную часть данного горизонта, имеют удельные дебиты порядка 0,07-01 л/сек.

Основными источниками питания рассматриваемого горизонта являются атмосферные осадки осенне-зимнего периода, а на площадях песчаных массивов еще и конденсированная влага. Разгрузка идет путем испарения, транспирации растениями и отбора воды при эксплуатации колодцами. Зональность в распространении различных по минерализации грунтовых вод объясняется следующими факторами. На разведываемых площадях песчаных массивов отсортированные и промытые от солей разномерные пески, являющиеся хорошими коллекторами для инфильтрации атмосферных осадков, содержат линзы пресных вод, «плавающие» на более соленых. На полужакрепленных участках усиленная транспирация вод растениями приводит к развитию слабо минерализованных вод. На возвышенных участках равнины атмосферные осадки скапливаются в микропонижениях и усиленно испаряются с ровных поверхностей. Это обусловило рассоление грунтов и развитие слабо минерализованных вод в понижениях и засоление пород, а вместе с ними и грунтовых вод на равнине. Усиленное испарение с поверхности озеровидных западин привело к вторичной концентрации солей в осадках и повышению минерализации, приуроченных к ним грунтовых вод.

Слабо минерализованные воды песчаного массива Терескен являются единственным источником питьевого водоснабжения небольших животноводческих хозяйств. Для водопоя скота в зимнее время используются слабо солоноватые воды с помощью колодцев.

Водоносный комплекс сеноманских и альбских отложений распространен повсеместно, но исследован только в верхней своей части, приуроченной к породам сеномана и верхнего альба.

Водоносными являются прослои разномерных (от тонко- до среднезернистых) песков. В отложениях сеномана вскрыто от одного до шести прослоев песков, мощностью от 5 до 15 м, разделенные прослоями глин, мощностью от 2 до 30 м. Максимальная вскрытая

мощность пород достигает 72 м. Отложения альба не вскрыты. Но судя по данным бурения самоизливающихся скважин опробованы, в основном, подземные воды, приуроченные к пескам низов сеномана и верхов альба.

Глубина залегания кровли данного горизонта увеличивается в южном направлении от 170 до 450 м, от абс.отметок от -100 до -370м. На куполе Карате абс.отметки кровли падают от свода к межкупольной депрессии от -80 до -110м, а в депрессии и присводовом грабене – до -130 – -150м. Район работ находится в области самоизливающихся вод сеноманских и альбских отложений. Пьезометрические уровни устанавливаются на высоте +17 – +35м. С увеличением глубины залегания возрастает высота напора вод от 274 до 459м.

Данный комплекс содержит хлоридно-сульфатные натриевые или натриево-магниевые воды с минерализацией от 1,9 до 3,9 г/л.

Воды имеют слабый запах сероводорода и несколько загрязнены.

Величина окисляемости колеблется от 6,4 до 10,5 мг О<sub>2</sub>/л. Воды мягкие, реже жесткие. Величина общей жесткости – от 2,4 до 5 мг.экв/л, реже до 15 мг.экв/л. В воде отмечается содержание брома от 1,07 до 2,66 мг/л и йода – от следов до 2,5 мг/л.

Водообильность сеноманских и альбских отложений значительная, но зависит от количества и мощности песчаных прослоев. Дебиты скважин колеблются от 0,9 до 33,5 л/сек при понижении уровня от 17 до 35 л/сек, а удельные дебиты от 0,05 до 2,0 л/сек. Коэффициент фильтрации песков достигает 9,7 мг/сут.

Наблюдается некоторая зональность в распределении минерализации подземных вод данного комплекса. На куполе Карате распространены, во всей вероятности, слабо минерализованные (до 3 г/л) воды, экранированные тектоническими нарушениями от более минерализованных (от 3 г/л) вод, развитых в Кемперской депрессии и присводовом грабене. В области моноклиального склона развиты, преимущественно, слабо минерализованные (до 3 г/л) воды в отложениях сеномана и верхнего альба. К отложениям среднего и нижнего альба приурочены, по-видимому, минерализованные (3 г/л) воды. Это подтверждается данными полученными по скв. 6, 7, 8. Сква. 7, опробованная в 1958г., самоизливала воды с минерализацией 2,3 г/л. Сква. 6 и 8, пройденные вблизи этой скважины, были опробованы в 1970 г. Качество вод за период эксплуатации более 10 лет ухудшилось и их минерализация составляет 3,9 г/л при том же химическом составе. По всей вероятности, на этих участках слабо минерализованные воды приурочены к маломощным прослоям песков (удельный дебит скважины 0,05 л/сек). Поэтому их запасы истощились и скважины стали самоизливать нижележащие солоноватые воды. На довольно крутых участках моноклиального склона, благодаря значительным скоростям движения вод, способствующих хорошей промытости многочисленных песчаных прослоев (мощностью до 100 м и более) запасы слабо минерализованных вод оказались весьма значительными (удельный дебит скважин 0,4-0,42 л/сек). За время длительной эксплуатации (более 10 лет) минерализация вод не изменилась и составляет 1,9-2,2 г/л.

Местная область питания данного комплекса находится севернее района работ. В пределах исследованной территории происходит лишь разгрузка вод путем самоизлива через скважины и возможно по тектоническим нарушениям из нижних горизонтов в верхние. Значительные ресурсы данного комплекса позволяют считать его одним из основных источников водоснабжения отгонного животноводства. Воды из скв. 9, с минерализацией 1,9 г/л, используются для питья в виду отсутствия в южной части территории других источников питьевого водоснабжения. Остальные самоизливающие скважины эксплуатируются для водопоя скота.

Подземные воды в районе работ более древних стратиграфических подразделений не изучены.

## 5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

### 5.1. Цели и задачи проектируемых поисковых работ

В 1982-1984г.г. Турланской экспедицией (Курмашев Е.К. и др.) проведен анализ и обобщение геофизических материалов и бурения по юго-восточному борту Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинскому палеозойскому поднятию. В результате построены структурные карты по отражающим горизонтам П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>, П<sub>2</sub><sup>1</sup>, П<sub>3</sub>, К<sub>1</sub>, К<sub>2</sub>, К<sub>3</sub>, «б», выделена полоса развития высокоскоростных карбонатных отложений Южно-Эмбинского поднятия.

В 1990г. был выполнен отчет по результатам сейсморазведочных работ МОГТ и КМПВ на площади юго-востока Прикаспийской впадины (Сапожников и др.), позволивший уточнить геологическое строение рассматриваемой территории.

В период 1997-2003г. геологоразведочные работы в этом районе выполняла Компания «Репсол Эксплорасион Казахстан». Компанией были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1206пог.км (отработано 38 профилей) и выполнена переобработка и переинтерпретация 8 175 пог.км профилей прошлых лет. Значительная объем этих профилей приходится на северную часть участка недр Дияр.

В ходе интерпретации новых и переинтерпретации старых сейсмических профилей была подтверждена подсолевая структура Тюте. Структура представляет собой узкое поднятие размером 23х5км, ориентированное с юго-запада на северо-восток. Структура образовалась на подошве склона верхневизейской-нижнепермской карбонатной платформы, которая четка видна на всех сейсмических профилях. Тюте находится на приподнятой юго-восточной границе Прикаспийской впадины, которая была местом карбонатного мелководного осадконакопления начиная с нижнего каменноугольного (верхневизейского) до нижнепермского (сакмарского) периода. Структура Тюте сформирована на подошве склона карбонатной платформы и представляет собой узкую, длинную антиклинальную складку. К западу структура ограничена системой региональных разломов.

Коллектора предположительно состоят из мелководных и относительно глубоководных осадков, представленных переслаивающимися песчаниками и глинами с прослоями, в основном, детритовых карбонатов. Породы представляют собой плохо отсортированные, весьма тонкозернистые песчаники и глины среднего визе и переслаивающиеся глины и карбонаты верхневизейского – среднего каменноугольного (башкирского) периодов. Покрышки представлены внутриформационными аргиллитами, нижнепермскими глинистыми сланцами и кунгурскими эвапаритами.

На прилегающих площадях было обнаружено несколько месторождений, которые могут соответствовать структуре Тюте: месторождения Тортай и Равнинное на юго-западе и Локтыбай и Восточный Акжар на северо-западе.

Этими же работами, выполненными Компанией «Репсол Эксплорасион Казахстан», в центральной части участка Дияр было подтверждено поднятие Такыр, которое было выявлено по результатам сейсморазведки 1982г. (Отчет о поисковых геофизических работах на площади Южно-Эмбинского палеозойского поднятия за 1982г. Авторы Гончарова Т.В. И др.).

Настоящий Проект выполнен с целью обоснования объема работ на контрактный период, выяснения перспектив нефтегазоносности структур Тюте и Такыр.

Для достижения поставленной цели планируется решение следующих геологических задач:

- Проведение сейсморазведочных работ 2Д в объеме 334 пог.км в центральной части контрактной территории с целью уточнения геологического строения и местоположения свода структуры Такыр (по результатам сейсмики 1982г. и

- переинтерпретации в период 1997-2003г. местоположение свода структуры Такыр отличается) и подготовки ее к разведочному бурению;
- Бурение, исследование и испытание разведочной независимой скважины: D-1 на структуре Такыр глубиной 2700 м, проектный горизонт Д<sub>3</sub>.
  - Бурение, исследование и испытание разведочной независимой скважины D-2 на скруктуре Тюте глубиной 3500 м, проектный горизонт С<sub>1</sub>;
  -

## 5.2. Виды и объемы поисковых работ

### 5.2.1. Сейсморазведочные работы 2Д

#### Полевые сейсморазведочные работы 2Д

Проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2Д в центральной части участка недр Дияр общим объемом 334 пог.км. С целью привязки сейсмических горизонтов к стратиграфическим границам, три сейсмических профиля будут протянуты до скважин Жанасу 11, Сарыкум 1, Киндыкты 1. Предварительные основные параметры системы наблюдений 2Д приведены в таблице 5.2.1.1.

**Таблица 5.2.1.1. Предварительные основные параметры системы наблюдений 2Д**

№ пп	Наименование параметров	
1	Полная кратность	24
2	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП (м)	100
3	Шаг пунктов возбуждения (ПВ) на линии взрыва (ЛВ) (м)	100
4	Количество активных каналов	48
5	Шаг дискретизации	2мс
6	Длина записи	6мс
7	Тип расстановки	Центрально-Симметричная
8	Тип источника	Взрывной

#### **Обработка и интерпретация данных сейсморазведки 2Д**

Будет выполнена обработка и интерпретация данных сейсморазведки 2Д объемом 334 пог. км в центральной части участка недр Дияр.

Интерпретация и структурные построения будут выполнены по следующим отражающим горизонтам, выделяемым в волновом поле Южно-Эмбинского поднятия:

III - подошва меловых отложений

V - подошва юрских отложений

«б»- эрозионная поверхность палеозойских отложений

П<sub>2</sub> (К<sub>1</sub>) – кровля карбонатных отложений среднего-нижнего карбона

П<sub>2</sub>' (К<sub>3</sub>) - кровля терригенных отложений нижнего визе-верхнего девона

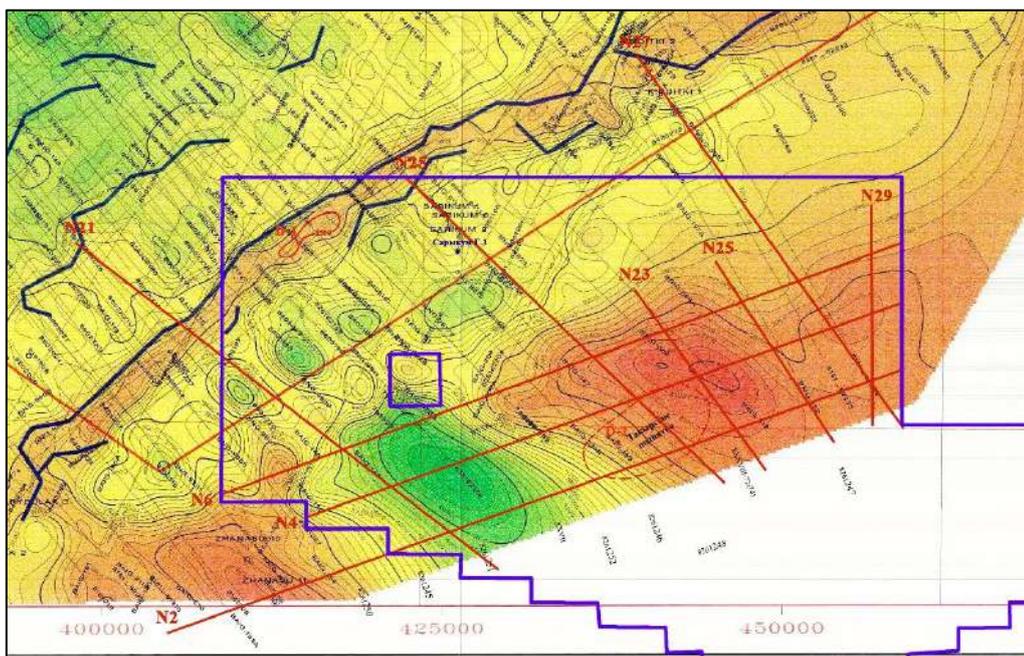


Рис. 5.2.1.1. Проектные профили сейсморазведки 2Д

### 5.2.2. Разведочное бурение

Для поисков залежей нефти и газа в отложениях на участке недр Дияр будет пробурено две скважины.

**Независимая скважина D-1** проектируется на поднятии Такыр на сейсмическом профиле 82-61-246 с проектной глубиной 2700м с проектным горизонтом верхнедевонские отложения, с целью подтверждения структуры и выяснения перспектив нефтегазоносности терригенно-карбонатных отложений нижнего карбона-верхнего девона.

Местоположение скважины D-2 будет уточнено по результатам сейсморазведки 2Д.

**Независимая скважина D-2** проектируется на поднятии Тюте на пересечении сейсмических профилей BNG 9804 и BNG 9815 с проектной глубиной 3500м с проектным горизонтом средне-нижнекаменноугольные отложения, с целью подтверждения структуры и выяснения перспектив нефтегазоносности карбонатных и терригенных отложений.

Таблица 5.2.2.1. Предварительный стратиграфический разрез проектных скважин

Стратиграфия	D-1		D-2	
	Подошва отложений, м	Толщина, м	Подошва отложений, м	Толщина, м
К	1300	1300	1120	1120
Ж	2050	750	1670	550
Т+Р	-	-	2320	650
Р <sub>1к</sub>	-	-	2520	200
Р <sub>1</sub>	-	-	2970	250
С <sub>2+1</sub>	-	-	3300	330
С <sub>1</sub> +Д <sub>3</sub>	2700	650	3500	200

### 5.3. Геологические условия проводки скважин и возможные осложнения

Условия проводки скважин на участке проектируемых работ прогнозируются по аналогии и с учетом опыта бурения глубоких подсолевых скважин на месторождениях восточного и юго-восточного бортов Прикаспийской впадины. В таблице 5.3.1 приведен типовой проектный литолого-стратиграфический разрез.

Таблица 5.3.1. Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин

Стратиграфия	Ярус	Интервал, м <i>D-1</i>	Интервал, м <i>D-2</i>	Литология	Категория пород	Градиент пластовых давлений	Градиент гидроразрыва
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичные+ Мел		0-1300	0-1120	Песчий мел и мергель (20%), мелкозернистые пески (50%), разнозернистые алевролиты, глины (50%)	1-2		
Юра		1300-2050	1120-1670	Переслаивание песчаников с глиной	1-2		
Пермотриас			1670-2320	Серые и пестроцветные глины (60%), пески, алевролиты, песчаники (40%)	1-2	1.1-1.16	1.6
				Аргиллиты и глины темно-коричневые, плотные (50%). Песчаники и алевролиты темно-коричневые, мелкозернистые, известковистые (50%).	2-3	1.27-1.32	1.8
Нижняя пермь	кунгурский		2320-2520	Каменная соль с включениями тонких прослоев глин и песчаников	1-4	1.55-1.65	2.0
	артинский+ сакмарский + ассельский		2520-2970	Аргиллиты темно-серые, плотные (70%), песчаники и алевролиты серые, трещиноватые (30%).	4-6	1.88	2.20
Средний-Нижний карбон			2970-3300	Серые, крупнокристаллические пелитоморфные органогенные известняки с редкими прослоями ангидритов и терригенных пород.	5-7	1.88	2.20
Нижний карбон-верхний девон		2050-2700	3300-3500	Переслаивание сероцветных, иногда пестроцветных терригенных отложений,	5-7	1.88	2.20

				преимущественно конгломератов, аргиллитов, известняков и песчаников			
--	--	--	--	---	--	--	--

В процессе бурения проектируемых скважин ожидаются следующие осложнения, приведенные в таблице 5.3.2.

**Таблица 5.3.2. Ожидаемые осложнения при бурении**

Интервал, м D-1	Интервал, м D-2	Возраст	Вид осложнения	Качественная и количественная характеристика осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
0-2050	0-1670	Mz	Обвалы стенок скважины	Рыхлые породы	Поддерживать плотность бурового раствора по проекту и обеспечивать достаточную циркуляцию
			Поглощения бурового раствора, водопроявления	Рыхлые породы	Поддерживать плотность бурового раствора по проекту
	1670-2320	TP <sub>2</sub>	Осыпи аргиллитов	Терригенные породы палеозоя	Поддерживать плотность бурового раствора по проекту, КНБК согласно проекта
	2320-2520	P <sub>1k</sub>	Размыв соли	Гидрохимические породы кунгурского яруса	Засолонение бурового раствора
	2520-2970	P <sub>1</sub>	Возможны поглощения раствора	Терригенный разрез	Соблюдать параметры бурового раствора, указанные в проекте. Иметь нормативный запас бурового раствора
	2970-3300	C <sub>2+1</sub>	Возможны поглощения и нефтегазопроявления	Карбонатный разрез	Соблюдать параметры бурового раствора
2050-2700	3300-3500	C <sub>1</sub> +Д <sub>3</sub>	Возможны поглощения и нефтегазопроявления	Терригенно-карбонатный разрез	Соблюдать параметры бурового раствора

Замеры температуры, проведенные в скважинах Южно-Эмбинского поднятия, позволили получить новые и интересные данные о геотермическом градиенте в рассматриваемом районе. Замеры температуры были произведены в опорной скважине 2 (Буранкуть) и в разведочной скважине 3 (Туресай), расположенных на запад от участка Дияр. Как показали расчетные данные, величина геотермического градиента в разрезе скважины 3 равна 1,8 °С на 100 м для среднекаменноугольных отложений, а для нижнекаменноугольных величина возрастает до 2,3 °С на 100 м. Геотермическая ступень равна 1 °С на 55 м. Температура на глубине 3000 м равна 85 °С.

#### **5.4. Характеристика промывочной жидкости**

С целью предотвращения возможных нефтегазоводопроявлений и осложнений, связанных с обвалом стенок скважин, поглощением бурового раствора, текучестью соли, прихватом бурильного инструмента бурение необходимо вести на качественном буровом растворе, обработанном химреагентами. Особое внимание следует обратить на своевременное облегчение и утяжеление буровых растворов в зависимости от параметров вскрываемых резервуаров.

Для бурения на контрактной территории имеется несколько современных технических проектов для скважин глубиной 2700(3500) м. В них с учетом реальной геологической обстановки (особенностей литологического разреза, аномально высоких пластовых давлений, повышенных температур и т.д.) обоснованы специальные рецептуры буровых растворов. Их типы и основной состав в зависимости от разбуривания отдельных секций разреза приведены в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1-Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1 мин	10 мин				Колло идной (актив ной) части	Песка	Всего						
1	2 От (верх)	3 До (низ)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бентонитовый	0	50	1,05-1,10	30-40	<7	8÷10	12÷16	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	9÷10	-	Как можно ниже	<20
КС1 Полимерный раствор	50	1300/ 1670	1,10-1,3	35-40	<7	8÷10	12÷16	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9÷9,5	7-8	Как можно ниже	15-25
КС1 Полимерный раствор	1300/ 1670	2050/ 2520	1,3-1,5	40-45	<5-6	8÷10	12÷20	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9÷9,5	6-7	Как можно ниже	10-16
КС1 Полимерный раствор	2050/ 2520	2700/ 3500	1,5-1,8	40-45	<5-6	8÷10	12÷20	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9÷9,5	6-7	Как можно ниже	10-16

## 5.5. Выбор и обоснование конструкции скважин

Конструкции скважин проектируются с учетом литологических и физических особенностей вскрываемых пород, предупреждения осложнений и обеспечения проведения предусмотренного комплекса исследовательских работ.

С учетом опыта бурения глубоких подсолевых скважин на месторождениях восточного и юго-восточного бортов Прикаспия предлагается следующая конструкция скважин (Таблица 5.5.1):

1. Направление диаметром 426 мм спускается на глубину 50 м для перекрытия неоген-четвертичных пород, где возможно набухание глин, цементируется до устья.
2. Кондуктор диаметром 339,7 мм спускается на глубину 1300 (1670) м для перекрытия меловых пород, где возможно водопроявление, набухание глин, поглощение бурового раствора и обвалы стенок скважин. Цементируется до устья.
3. Техническая колонна диаметром 244,5 мм спускается на глубину 2050м с целью перекрытия отложений юры, где возможно водопроявление и поглощение бурового раствора для скважины D-1, а для скважины D-2 на глубину 2520м с целью перекрытия пермо-триасовых и соленосных кунгурских отложений, где возможны размывы ствола скважины, прихват инструмента. Цементируется до устья. На устье устанавливается превенторная установка.
4. Эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм спускается на глубину 2700(3500) м до забоя и цементируется до устья. Устье оборудуется превентором.

**Таблица 5.5.1. Конструкция скважин**

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Ø ОК, мм	Скв. D-1		Скв. D-2		Высота подъема цемента
			Интервал спуска, м		Интервал спуска, м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	Направление	426	0	50	0	50	До устья
2	Кондуктор	339,7	0	1300	0	1670	До устья
3	Технич. колонна	244,5	0	2050	0	2520	До устья
4	Экспл. колонна	177,8	0	2700	0	3500	До устья

## 5.6. Оборудование устья скважин

Устьевое оборудование фонтанных нефтяных скважин выбирается исходя из условий эксплуатации скважин.

Исходя из опыта работ по бурению и эксплуатации пробуренных скважин на месторождениях восточного и юго-восточного бортов Прикаспия для проектных скважин рекомендуется тройниковая фонтанная арматура АФ-6АЗ. ТН. ХТ. 05 ПС по классификации АНИ, крестового типа на рабочее давление 105 МПа, с проходным диаметром стволовой части елки - 80 мм и проходным диаметром боковых отводов - 65 мм с ручным и автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления

запорными устройствами (задвижками). Ствол фонтанной елки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, автоматического управления. Боковые выкиды арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемыми дросселями) для частой и быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией. компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- Панели местного управления с энергосвязью для передачи сигналов на контрольно-измерительный пункт (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах и остановки в аварийных ситуациях. Панели оборудуются также пневмогидравлическим контуром для управления скважинным клапаном-отсекателем.

**Таблица 5.6.1. Спецификация устьевого оборудования и ПВО**

Обсадная колонна	Давление опрессовки, МПа	Типоразмер устьевого оборудования и ПВО	Кол-во, шт	Допустимое давление, МПа
Техническая колонна 244,5 мм	50	Обвязка колонная 6А.СН-70.14 ПС	1	70
Эксплуатационная колонна 177,8 мм	80	АФК-6АЗ. ТН. ХТ-80*105.05 ПС	1	105

## 5.7. Комплекс исследовательских работ

В процессе бурения скважин необходимо проводить комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований, отбор керна и шлама, испытание перспективных горизонтов. Интервалы отбора керна, методы и интервалы испытания продуктивных горизонтов будут уточняться в процессе проводки скважин и по результатам геофизических исследований.

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

### 5.7.1. Отбор керна и шлама

В проектируемых скважинах предусматривается отбор керна в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов с целью получения информации о фильтрационно-емкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость, карбонатность, гранулометрический состав и др.), являющихся исходными данными при подсчете запасов и проектировании пробной эксплуатации.

Отбор керна планируется производить с помощью керноотборочных снарядов с использованием фиброглассовых грунтоносов с последующим разрезанием их длиной 1 метр. Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим документом, характеризующим разрез скважины.

Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. В процессе бурения необходимо вести постоянное наблюдение за нефтегазопоявлениями, появлением пленок нефти или пузырьков газа в выходящем потоке глинистого раствора. Во всех случаях нефтегазопоявлений производить отбор проб нефти и газа на лабораторные анализы. В

случае нефтегазопроявлений предполагается отбор грунтов со стенок скважины. Глубина и число отбора устанавливается геологической службой Компании.

Шлам отбирается в количестве 200-300 граммов для литологического анализа. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50 граммов отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику.

При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины, необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). Шлам будет отбираться из интервалов резкой смены литологического состава пород через 5-10 м, в продуктивной части разреза (с признаками нефти) - через каждые 1 или 2 м (по определению Недропользователя) проходки в тех интервалах продуктивной толщи, где не отбирается керн. Шлам пакуется в специальные мешочки, которые этикируются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

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

Интервалы отбора керна будут уточнены по результатам интерпретации данных ГИС. В процессе бурения скважин интервалы отбора керна будут уточняться геологической службой Недропользователя. При вскрытии продуктивной толщи отбор керна производится сплошным отбором до полного прекращения признаков УВ.

Предварительные проектные интервалы отбора керна приведены в таблице 5.7.1.1.

**Таблица 5.7.1.1. Проектные интервалы отбора керна в скважинах**

№№ скв.	Геологический Возраст	Интервал отбора керна, м	Длина керна, м
1	2	3	4
D-1	C <sub>1</sub> +Д <sub>3</sub>	2050-2059	9
		2150-2159	9
		2200-2209	9
		2250-2259	9
		2300-2309	9
		2400-2409	9
		2500-2509	9
		2691-2700	9
D-2	C <sub>2+1</sub> + Д <sub>3</sub>	2970-2979	9
		3050-3059	9
		3100-3109	9
		3150-3159	9
		3200-3209	9
		3300-3309	9
		3400-3409	9
		3491-3500	9
<b>Всего по 2 скважинам</b>			<b>162 м</b>

### 5.7.2. Промыслово-геофизические исследования

Общие геофизические исследования выполняются в 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 и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные или перспективные на нефть и газ отложения;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри – и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования выполняют в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, керновыми данными и др.) они должны обеспечить:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;
- детальное литологическое описание каждого пласта, выделение коллекторов всех типов - (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости, водо- и нефтегазонасыщенности (если эффективная толщина превышает 0,8 м);
- 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.

С целью наиболее полного изучения геологического разреза площади, выяснения ее нефтегазонасыщенности и контроля за состоянием ствола скважины в процессе ее строительства, а также с учетом полноты и информативности методов ГИС, выполненных в поисково-разведочных скважинах пробуренных в предыдущие годы со вскрытием пермотриасовых отложений рекомендуется произвести следующий комплекс промыслово-геофизических исследований.

Объем промыслово-геофизических работ в соответствии с инструкцией «Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований» приведен в таблице 5.7.2.1.

**Таблица 5.7.2.1. Проектируемый комплекс геофизических исследований в скважинах**

Вид исследований	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	
		D-1	D-2
<b>I. В открытом стволе</b>			
<b>A. Изучение строения, литологии, коллекторских свойств:</b>			
1. Стандартный электрокаротаж, КС и ПС, акустический каротаж (АК), компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (КНК), гамма-каротаж (ГК), наклонометрия и термометрия скважин, измерение диаметра скважин (ДС),	1:500	50-1300 1300-2050 2050-2700	50-1670 1670-2520 2520-3500

инклинометрия скважин (ИС)			
2. Геолого–технологические исследования скважин (ГТИ), стандартный электрический каротаж, КС, ПС, акустический каротаж (АК), плотностной гамма – гамма каротаж (ГГК), компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (КНК), гамма-каротаж, боковой микрокаротаж (МБК), микрокаротаж (МК), измерение диаметра скважин (ДС)	1:200	2050-2700	2520-3500
<b>Б. Определение насыщения</b>			
3. Боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), резистивиметрия скважин (Рез)	1:200	Перспективные интервалы по данным бурения и ГТИ	
<b>II. В обсаженной колонне</b>			
<b>А. Изучение технического состояния скважин</b>			
4. Контроль цементации (АКЦ, СГДТ), локатор муфт, определение геотермического градиента	1:500	0-1300 0-2050 0-2700	0-1670 0-2520 0-3500
<b>Б. Изучение характера притока пласта</b>			
5. ГИС по контролю за разработкой	1:200	Против интервалов перфорации скважин	

В перспективном разрезе дополнительно могут быть выполнены методы ГИС:

- Спектральный гамма-каротаж (NGT) зондом HNGT, регистрирует содержание в породе радиоактивного изотопа калия (K40) – кривая PKGR, тория (Th) – кривая NTGR, урана (U) - кривая HUGR.
- Компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж (CNL) с регистрацией нейтронной пористости TNPH, рассчитанной по дальнему и ближнему детектору с поправками в реальном времени за окружающую среду; на бумажный носитель выносится кривая нейтронной пористости TNPH в единицах объема (V/V).
- Лито-плотностной каротаж-регистрация кривой плотности RHOV, единица измерения г/см<sup>3</sup> и кривой фотоэлектрического эффекта-PEF, используемой для уточнения литологии, выделения трещин, единица регистрации в/е;
- Широкополосный индукционный каротаж (AIT) - регистрация 5 кривых сопротивления с различных глубин исследования; АИТ-10, АИТ-20, АИТ-30, АИТ-60, АИТ-90; на диаграмму выносится кривая с максимальной глубиной исследования – АИТ-90, единица регистрации Омм.
- Дипольный акустический каротаж (DSI) - регистрация времени пробега продольной и поперечной волн, волны Стоунли; позволяет выделять зоны трещиноватости.
- Каротаж ядерно-магнитного резонанса (CMR), выполняемый прибором NRIL, позволяющим регистрировать открытую пористость- CMRP и содержание свободного флюида- CMFE, установить природу свободной жидкости (нефть, вода) и количество каждой из её составляющих в долях от пористости, а также по разнице между пористостью, определенной по комплексу АК, НК, ГГК-П и ЯМР, определять содержание битума в порах породы, единица регистрации V/V.
- Метод регистрации электрического изображения стенок открытого ствола с помощью телеметрической системы (FMI), позволяет определять тип осадка, выделять зоны трещиноватости, оценить направление трещин, определить падение пластов.

Специалистами Недропользователя могут быть внесены изменения в программу проведения промыслово-геофизических исследований в процессе бурения и исследования скважин в соответствии с действующими требованиями.

### **5.7.3. Опробование и испытание продуктивных горизонтов**

В процессе бурения проектируемых разведочных скважин основное внимание уделяется выяснению перспектив нефтегазоносности и получению коммерческих притоков нефти и газа. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия кольматации призабойной зоны шламом, затрудняющей и осложняющей испытание пластов на продуктивность. Поэтому параметры промывочной жидкости, технические средства очистки ее от выбуренных пород и шлама, предусмотренные геолого-техническим нарядом, должны строго соблюдаться и контролироваться.

В процессе бурения скважин в открытом стволе испытание перспективных пластов стандартными пластоиспытателями на бурительных трубах не предусмотрено. Вместо них намечается использовать многокамерный прибор MDT (RCI).

Оценка перспективности вскрытого разреза в отношении нефтегазоносности производится геологической службой на основании комплекса наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, а именно: газопоказаний по данным станции геолого-технологического контроля, признаков нефти в керне и шламе, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости, результатов отбора пластовых флюидов и материалов комплексной интерпретации промыслово-геофизических исследований.

Конкретные интервалы опробования в эксплуатационной колонне должны быть уточнены по данным ГИС и включены в план опробования и испытания.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны проводятся подготовительные работы: установка крестовины фонтанной арматуры, спуск НКТ до искусственного забоя (все НКТ и переводники должны быть прошаблонированы), промывка скважины водой, сбор тестовой системы, а затем опрессовка фонтанной аппаратуры с эксплуатационной колонной в соответствии с типовой схемой.

Опробование объектов производится по методу «снизу – верх».

В предыдущие годы достаточно сложной оставалась проблема освоения перспективных пластов в пробуренных скважинах. Известно, что при бурении скважин на разведочных площадях с возможными нефтегазопроявлениями с целью перестраховки от выбросов в глинистые растворы в большом количестве добавлялся утяжелитель барит, что приводило к закупориванию коллекторов.

Барит не реагирует на кислотные обработки и остается в прискважинной зоне, затрудняя приток из пласта. Отсутствие эффективных методов перфорации, обеспечивающих глубокое вскрытие пласта, не позволяло интенсифицировать притоки. К настоящему времени известны многочисленные факты, когда при повторном освоении объектов с применением современных перфораторов интенсивность притоков из пластов возрастает на порядок.

Вскрытие предполагаемого продуктивного горизонта в эксплуатационной колонне производится кумулятивными зарядами импортного производства Predator 2 <sup>7</sup>/<sub>8</sub> с плотностью 16 отверстий на 1 пог.м. на трубах. При этом гидростатическое давление должно быть снижено не более, чем на 30 атм за счет недолива в НКТ. Для долива в трубное пространство используется пресная вода. Записывается привязочный каротаж (ЛМ и ГК) для корректировки положения зарядов, устанавливается пакер и посадочный фланец (после

записи ЛМ и ГК). Опрессовка пакера и ФА производится через затрубное пространство. После соединения скважины с ТС (тестовой сборкой) через штуцерную камеру с 7 мм штуцером, открывается трубный отвод и сбрасывается штанга инициализации для перфорирования интервала согласно плану работ.

При необходимости предусматриваются работы по интенсификации притока с применением глино-кислотной, кислотной обработки и при необходимости гидроразрыва пласта.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температуру, забойные и устьевые давления, изменения поступлений флюидов (нефти, газа, воды) при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления и другие расчеты.

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

В случае фонтанирования производится испытание на 3-х режимах с замерами забойного и пластового давления, температуры, с отбором поверхностных и глубинных проб нефти и газа.

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

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

При получении промышленных притоков нефти и газа проводится пробная эксплуатация, после которой скважина консервируется.

Вскрытие возможно продуктивных горизонтов производится на глинистом растворе при параметрах, соответствующих геологическим условиям проводки скважин. Для предотвращения возможного флюидопроявления необходимо иметь запас бурового раствора не менее одного объема скважины.

Вызов притока производится сменой раствора на воду. При получении притоков флюидов производятся исследовательские работы.

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

Комплекс исследований включает:

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

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

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

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

При получении воды работы проводятся согласно «Положению о геотермических исследованиях и гидростатическом опробовании скважин».

В эксплуатационной колонне испытание объектов будет проводиться по рекомендации ГИС с определением основных начальных параметров и режима работы продуктивных залежей УВ, включая кратковременную пробную эксплуатацию основных залежей продолжительностью до 3-х месяцев.

**Таблица 5.7.3.1 – Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне**

Геологический Возраст	Объект	Интервал, м	
		D-1	D-2
C <sub>1</sub> -D <sub>3</sub> C <sub>2+1+</sub> D <sub>3</sub>	I	2500-2550	3400-3450
	II	2350-2400	3300-3350
	III	2250-2300	3200-3250
	IV	2150-2200	3100-3150
	V	2050-2100	2970-3020

Гидродинамические исследования скважин рекомендуется проводить в следующей последовательности.

Перед началом исследовательских работ на режимах скважина должна отрабатываться через колонну для очистки забоя и при получении чистой продукции необходимо приступить к исследованиям (необходимо проверить забой на наличие воды).

Гидродинамические исследования скважин осуществляются на нескольких установившихся режимах.

Исследования на каждом штуцере необходимо проводить при установившемся режиме работы пласта, продолжительность которого уточняется в процессе исследований.

Регистрацию устьевых давлений и дебитов следует проводить через каждый час работы скважины на каждом режиме. На каждом режиме следует снимать не менее двух замеров забойного давления и температуры.

В процессе исследований скважин обеспечивается оперативная обработка получаемых результатов с построением индикаторной кривой. К концу завершения исследований необходимо провести отбор глубинных и поверхностных проб нефти и газа. Отобранные глубинные и поверхностные пробы должны своевременно отправляться на исследования в соответствующие лаборатории.

#### **5.7.4. Лабораторные исследования**

Объемы и виды исследований проектируются согласно руководящим документам в соответствии с задачами разведочного бурения и пробной эксплуатации.

На основе прогнозируемого выноса керна и возможного количества нефтегазоносных объектов определены объемы лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

Комплекс исследований должен обеспечить установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и характеристик физических свойств отложений и пластового флюида.

Проектируемые виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов по поисковым скважинам приведены в таблице 5.7.4.1.

**Таблица 5.7.4.1. Виды и объемы лабораторных исследований кернa и флюидов**

<b>№ п/п</b>	<b>Виды исследований</b>	<b>Кол-во анализов</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
1.	Уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза	50
1.1.	Палинологические определения	50
2.	Получение геолого-геофизических параметров для литолого-стратиграфической привязки сейсмических горизонтов	50
2.1	Вещественный и гранулометрический состав	50
3.	Изучение коллекторских свойств разреза	320
4.	Определение свойств и качества флюидов: Поверхностные пробы нефти Глубинные пробы нефти Пробы пластовой воды	10 10 10

## **6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ**

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

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

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

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

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

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

При бурении скважин необходимо вести попутно поиски пресных, минеральных и термальных вод, в случае обнаружения притоков какой-либо из перечисленных вод произвести анализы на соответствие ГОСТам.

При обработке кернового материала необходимо обращать внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, строительных материалов и различных видов сырья.

Относительно повышенной радиоактивностью в разрезе скважин обладают глинистые, углефицированные породы юрско-триасовых отложений.

## 7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе бурения глубоких скважин геологической службой будет систематизироваться информация об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном его выносе, о проведенных комплексах ГИС с дальнейшим отражением всех этих данных в квартальных и годовых отчетах авторского надзора.

Первичная геологическая документация по глубокому бурению должна вестись в соответствии с «Едиными правилами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ». В деле скважин должны быть акты, фиксирующие не только геологические факты, но и случаи аварии технического и технологического характера.

На авторов проекта строительства скважин возлагается контроль за соблюдением требований проекта, в части проведения лабораторных исследований образцов пород, проб нефти, газа и воды. При достижении скважинами перспективных горизонтов, в случае необходимости в рамках авторского надзора проводится корректировка интервалов керна и пластоиспытаний с привлечением материалов ГИС. При вскрытии проектного горизонта необходимо участие авторов проекта строительства скважин в решении вопросов по проведению опробований и испытаний.

Во время бурения скважин ведется обработка первичных геолого-геофизических материалов. По их данным должны быть оперативно (в реальном времени) построены графические материалы (структурные карты, геолого-геофизические профили, корреляционные схемы и т. д.) на основе комплексной интерпретации данных ГИС, бурения и сейсморазведки 2Д.

После окончания буровых работ на площади производится обобщение и анализ данных бурения и промысловой геофизики, а также проведенных лабораторных анализов керна и пластовых флюидов в условиях вскрытия с уточнением литолого-стратиграфической оценки вскрытой толщи и перспектив ее нефтегазоносности. В дальнейшем составляется геологический отчет в соответствии с требованиями действующей «Инструкции о содержании и порядке составления геологических отчетов» и построение геологической модели структуры.

### 7.1. Обработка и интерпретация материалов сейсморазведочных работ 2Д

Обработка и интерпретация материалов сейсморазведочных работ 2Д обеспечит выполнение структурных построений по основным отражающим горизонтам, выделяемым в волновом поле Южно-Эмбинского поднятия:

III - подошва меловых отложений

V - подошва юрских отложений

«б»- эрозионная поверхность палеозойских отложений

P<sub>2</sub> (K<sub>1</sub>) – кровля карбонатных отложений среднего-нижнего карбона

P<sub>2</sub>' (K<sub>3</sub>) - кровля терригенных отложений нижнего визе-верхнего девона

Будет выполнен анализ аномалий волнового поля с привлечением сейсмических атрибутов: достоверность, площадь, выделены и протрассированны тектонические нарушения и их классификация, степень достоверности.

### 7.2. Обработка материалов ГИС

Обработка материалов ГИС обеспечит решение следующих задач:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены

продуктивные или перспективные на нефть и газ отложения;

- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри – и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования в скважинах будут выполнены в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, керновыми данными и др.) они обеспечивают:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;
- детальное литологическое описание каждого пласта, выделение коллекторов всех типов - (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости, водо- и нефтегазонасыщенности (если эффективная толщина превышает 0,8 м);
- 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.

### 7.3. Лабораторные анализы керна и флюидов

Результаты лабораторных исследований керна и флюидов обеспечат установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и параметров физических свойств отложений вскрытого разреза.

Для этих целей будут выполнены анализы по:

► **Уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза** (микроописание керна, макропалеонтологические определения, микропалеонтологические определения, палинологические определения, изучение микрофасилий нефти, карбонатность и нерастворимый остаток, микроструктура порового пространства, трещиноватость.

► **Получение геолого-геофизических параметров для литолого-стратиграфической привязки сейсмических горизонтов** (вещественный и гранулометрический состав, плотность минералогическая, плотность объемная, скорость продольных волн, скорость поперечных волн, коэффициент поглощения упругих волн.

► **Изучение коллекторских свойств разреза** (пористость общая, пористость открытая, каверновая емкость, проницаемость абсолютная, проницаемость фазовая, первоначальная нефтеводонасыщенность, остаточная водонасыщенность, коэффициент вытеснения, коэффициент смачиваемости, твердость, абразивность, плотность, сжимаемость.

► **Определение свойств и качества флюидов**

- Сокращенный физико-химический анализ нефти с определением редкоземельных элементов, железа, серы, урана, радия в поверхностных и в пластовых условиях;
- Люминисцентно-битуминологические определения: шестикомпонентный анализ пластовых вод с определением галогенов, железа, удельного веса, рН-окислительно-восстановительный потенциал: редкоземельных элементов, микрокомпонентов, серы, аммония, углекислого газа, гелия и аргона;
- Определение в воде урана и радия.
- Анализ газа.

## **8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ**

В ходе выполнения геологоразведочных работ на контрактной территории недропользователь ТОО «DMS Services» выполняет текущие работы по ликвидации и консервации объектов недропользования. Финансирование этих работ выполняется за счет средств недропользователя.

27 декабря 2017 года был принят Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (далее по тексту – Кодекс), вступил в силу 29 июня 2018 года. Согласно положениям Кодекса, в частности пункту 3 статьи 277 по истечении 36 месяцев со дня введения в действие Кодекса (соответственно с 29 июня 2021 года) внедренная в Кодексе новая модель финансирования ликвидации последствий недропользования, предусматривающая обеспечение ликвидации начинает действовать в отношении ранее заключенных контрактов.

Исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада.

Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

Проект ликвидации последствий разведки углеводородов составляется одновременно с проектом разведочных работ. Недропользователь обязан вносить изменения в проект ликвидации последствий разведки углеводородов, включая изменения в приблизительный расчет стоимости ликвидации, в случае внесения изменений в проект разведочных работ.

### **Мероприятия при ликвидации скважин**

Ликвидация скважин должна выполняться на основании «Проекта ликвидации объектов недропользования на контрактной территории ТОО «DMS Services». Такой проект разрабатывается в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», введенных в действие приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239 и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденных приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200.

Проект устанавливает комплекс изоляционно-ликвидационных работ при ликвидации скважин, как вскрывших пласты, содержащих углеводороды, токсичные и агрессивные компоненты (сероводород, сернистый газ, углекислый газ, окись углерода, окись и двуокись азота, аммиак и др.), так и при их отсутствии.

Дальнейшая ликвидация скважин должна производиться на основании плана консервации и ликвидации, разработанного по каждой скважине и утвержденного недропользователем.

Конечной целью при проведении изоляционно-ликвидационных работ является установление порядка и технических требований по переводу ликвидируемой скважины в состояние, обеспечивающее сохранность Контрактной территории, безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей природной среды, зданий и сооружений в зоне влияния ликвидируемого объекта.

На каждую скважину, подлежащую ликвидации или консервации, составляется индивидуальный план организации работ на ликвидацию или консервацию скважины.

### **Мероприятия по проведению рекультивации нарушенных земель**

В соответствии с требованиями статьи 140 Земельного Кодекса Республики Казахстан собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот и улучшение экологических условий.

Проект рекультивации нарушенных земель буровых площадок разведочных скважин является составной частью Проекта ликвидации разведочных скважин и рассматривает биологический этап рекультивации для приведения нарушенных участков в состояние пригодное для дальнейшего использования в хозяйственном обороте, с учетом природно-климатических условий, рельефа местности, хозяйственной, экономической, экологической и социальной эффективности рекультивации нарушенных земель под пастбища.

Особенностью нарушенных земель является то, что в качестве лимитирующих выступает не один, а несколько факторов. Основными лимитирующими факторами являются природно-климатические условия, которые являются резко континентальными с недостаточным количеством осадков, местоположением- нарушенные земли расположены на землях сельскохозяйственного назначения, которые использовались под пастбища.

Заданием и актом обследования нарушаемых земель, подлежащих рекультивации, принято сельскохозяйственное направление рекультивации путем создания рекультивационного слоя пригодного для использования под пастбища на площадках разведочных скважин.

Исходя из принятого направления рекультивации, в проекте решаются вопросы технологии рекультивационных работ осуществляемых в два этапа:

- технический этап (создание рекультивационного слоя);
- биологический этап.

Технический этап проектом предлагается начать в теплый период года.

Биологический этап рассчитан на 3-5 лет, начинается он осенью со вспашки без оборота пласта на глубину до 20 см. Ранней весной следующего года проводится боронование и посев трав.

В течение 3 лет после посева многолетних трав происходит образование устойчивой дернины и самообсеменение земельных участков. После чего заканчивается мелиоративный период.

### **Расчет суммы для ликвидации последствий недропользования**

Учитывая, что в настоящее время площади разведочных работ не обустроены, а работы по испытанию проектных разведочных скважин предусматриваются с использованием мобильного тестового оборудования, без капитального обустройства на период проведения работ по разведке, ликвидация последствий при проведении проектируемых работ будет включать в себя только ликвидацию скважин и рекультивацию земель в пределах буровых площадок скважин.

Ниже в таблицах 8.1-8.5 приведен полный расчет стоимости ликвидации скважин.

**Таблица 8.1. Стоимость 1 бригады-часа при ликвидации скважин**

№ № пп	Наименование затрат	Един. изм.	Ставка
			2023 г.
1	Оплата труда бригады по ФЛС	час	24 585
2	Соц. Налог +соц. Страх 9,9%	час	2 494
3	Дизтопливо - силовой блок	час	1 830
4	Моторные и смазывающие масла	час	362
5	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	час	3 282
6	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуж., доставкой на базу БПО и т.д.)	час	4 404
7	Амортизационный износ подъёмника, оборудования, НКТ, бур, труб, вагон-домиков и прочих ОС.	час	4 795
8	Сырьё и материалы	час	7 403
9	Геофизические работы	час	0
10	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	час	7 229
11	Транспортировка вахт	час	577
12	Дефектоскопия труб и оборудования	час	1 341
13	э/энергия	час	598
14	Расходы по охране окружающей среды	час	32
15	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	час	370
16	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	час	346
17	Услуги РГКП военизированного отряда АК-Берен	час	198
18	Радио и спутниковая связь	час	85
19	Водопотребление холодной воды	час	69
20	Расходы на обязательное страхование	час	93
21	Налог на имущество	час	336
22	Плата за загрязнение окружающей среды	час	124
23	Итого прямые затраты		60 555
24	Накладные расходы -30%	%	0
25	Плановые накопления - 8%	%	4 846
26	Итого с учётом накладных расходов и плановых накоплений		65 400
28	Всего стоимость 1-го бригады-часа, тенге		65 400

**Таблица 8.2. Расчет стоимости ликвидации независимой скважины и продолжительность ликвидационных работ**

пп	Намечаемые работы	Нормы времени в часах	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Общая стоимость, тенге
<b>1-Раздел</b>				
1	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	39	65400	2550600
2	Установка и испытание якорей оттяжек	5,85	65400	382590
3	Установка переносного фундамента под ног мачты	3,12	65400	204048
4	Монтаж подъемника с ПЗР. Установка ГИВ.	8,19	65400	535626
5	Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллаж.и эл.освещения	12,09	65400	790686
6	Завоз НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	18,24	65400	1192896
7	Проведение проверки пусковой комиссией	2	65400	130800
	<b>ИТОГО</b>	<b>88,49</b>	<b>65400</b>	<b>5787246</b>
<b>2-Раздел</b>				
1	Подготовительные работы перед началом КРС	14,04	65400	918216
2	ПЗР. Подъем подземного оборудования	22,62	65400	1479348
3	Прошаблонировать скв-ну печатью Ø135мм с промером длин труб	25,74	65400	1683396
4	Спуск пера на НКТ для промывки скважины	26,52	65400	1734408
5	Сборка промывочного оборудования	3,12	65400	204048
6	Промывка	21,45	65400	1402830
7	Нарращивание труб с промером	3,12	65400	204048
8	Разборка промывочного оборудования	3,12	65400	204048
9	Подъем пера после промывки. ПЗР.	22,62	65400	1479348
	<b>ИТОГО</b>	<b>142,35</b>	<b>65400</b>	<b>9309690</b>
<b>3-Раздел</b>				
1	Спуск НКТ до интервала	19,89	65400	1300806
2	Закачка цементного раствора	5,4	65400	353160
3	Доподъем НКТ с промывкой	6	65400	392400
4	ОЗЦ	72	65400	4708800
5	Испытание и опрессовка цементного моста	17,94	65400	1173276
6	Полный подъем НКТ	18,72	65400	1224288
7	Установить заглушку на устье с репером	11,7	65400	765180
	<b>ИТОГО</b>	<b>151,65</b>	<b>65400</b>	<b>9917910</b>
<b>4-Раздел</b>				
1	Демонтаж подъемника и оттаскивание оборудования	6	65400	392400
2	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	4,4	65400	287760
	<b>ИТОГО</b>	<b>10,4</b>	<b>65400</b>	<b>680160</b>
	<b>ВСЕГО</b>	<b>392,89</b>	<b>65400</b>	<b>25695006</b>

**Таблица 8.3. Расчет размера суммы установки тумбы (1x1x1м)**

Наименование	ед.изм	кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
<b>Промысловые объекты и оборудование</b>				
Установка репер тумбы	шт	1	119 184	119 184

**Таблица 8.4. Объемы работ по рекультивации площадки скважины**

№ скважины	Единица измерения	Количество	Общая стоимость рекультивации
1	га	0,3	753,6 тыс

Примечание: Расчет затрат на рекультивацию земли площадки скважины взять из расчета на 1м<sup>3</sup> = 12 560тг. Объем рекультивации по одной скважине составил 6м<sup>3</sup> (3x10x0,2).

**Таблица 8.5. Общая стоимость ликвидации и рекультивации одной скважины**

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	1
1	Расходы на ликвидацию скважины	тенге	<b>25 695 006</b>
2	Установки тумбы (1x1x1м)	тенге	119 184
3	Рекультивация земельного участка	тенге	753 600
	<b>Итого</b>	<b>тенге</b>	<b>26 567 790</b>

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

### **9.1. Охрана недр**

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия.

Уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования.

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

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;

- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

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

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

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

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

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

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

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

Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды. Изменяются пластовые гидродинамические и термодинамические условия. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. При этом происходят существенные изменения в водоносных горизонтах. При бурении нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

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

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

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

## 9.2. Оценка воздействия на окружающую среду

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 и 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 строительства площадки. Данные работы не приведут к образованию новых форм рельефа, существенному перераспределению поверхностного стока и нарушению режима подземных вод ввиду незначительного объема перемещаемого грунта. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

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

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

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

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

- рациональное и комплексное использование полезного ископаемого;
- использование оптимальных способов обработки продуктивных пластов;
- охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения;
- предотвращение ветровой эрозии почв;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель, связанных с бурением скважины;

- 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.

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

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

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

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

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

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

**Подготовительные работы к бурению.** На буровой будут осуществляться доставка буровой установки, оборудования и материалов. Монтаж буровой установки. 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 буровым раствором обработанными химическими реагентами.

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».

Скважину 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 строительства скважины 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.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью 1,5 – 1,8 г/см<sup>3</sup>, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, содержание которых в разрезе превышает 30 %, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химреагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

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

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

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

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

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

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.

**Освоение и испытание скважины.** Освоение скважин и связанные с этим работы производится по плану организации работ или проекту, утвержденному организацией недропользователем с указанием руководителя работ, технологии, оборудования, мероприятий безопасности, охраны недр и окружающей среды.

В зависимости от объема и сложности работ, геологической характеристики объекта, состава пластового флюида, в плане предусматривается разработка технологического регламента.

План и регламент доводятся до сведения исполнителей, контролируется руководителем работ. Отклонение от плана, регламента производится после согласования в установленном порядке, по указанию руководителя работ. К плану организации работ прилагается схема расположения оборудования, машин, механизмов с указанием маршрутов выхода из опасной зоны в условиях возможной аварийной загазованности при любом направлении ветра, схема расположения объектов в СЗЗ и близлежащих населенных пунктов.

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

Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности раствора нефтью. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать не менее 24 часов для очистки. Интенсификация притока в карбонатных коллекторах проводится путем соляно-кислотной 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 устьевого арматуры.

Испытание разведочных скважин предусматривает организацию добычи углеводородного сырья из них на срок до трех месяцев, в отдельных случаях для мелких и средних месторождений возможно дифференцированное тестирование скважин, позволяющее проводить пробную эксплуатацию скважины с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований по каждому пласту. Добытая углеводородная смесь в обязательном порядке реализуется государству согласно условиям контракта, за исключением случаев, когда при испытании разведочных (оценочных) скважин на море по итогам экологической экспертизы сжигание углеводородов на факеле признано наиболее безопасном методом утилизации для окружающей среды.

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 инспекцией по охране недр МД «Запказнедра» и другими организациями.

При подготовке буровой площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины.

При консервации или ликвидации скважины 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 пункта поселка Дияр. 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 2001г. 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  $50 \text{ м}^3$

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

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

#### **Отходы производства и потребления**

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

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

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

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

Объем образующегося бурового шлама при прочих равных условиях зависит от коэффициента кавернозности ствола скважины и коэффициента разуплотнения выбуренной породы. Проектом на строительство скважины предусмотрено использование буровых растворов, которые максимально снижают разуплотнение 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.

### **9.3. Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению**

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

- авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы УБТ, прихват, заклинивание инструмента, приспуск подъемных операций;
- оставление шарошек на забое;
- падение посторонних предметов в скважину;
- осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной строго придерживаются проектных компоновок низа бурильной колонны; в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола (с ограниченной нагрузкой и пониженной проходкой при проработке).

Для предупреждения слома инструмента не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, для чего надо уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спускоподъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10т.

Для предупреждения оставления шарошек при бурении не передерживать работу долота на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.

Для предупреждения падения посторонних предметов предусмотреть использование устройства, предупреждающего падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий, связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек, производится по отдельному плану, утвержденному главным инженером буровой организации и в присутствии аварийного мастера.

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам и средствам являются аварии, связанные с нефтегазопроявлениями и поглощениями бурового раствора.

Буровые бригады, работающие на буровой, где ожидаются нефтегазопроявления, должны быть обучены соответствующим правилам ведения работ и проинструктированы, бурильщики обязаны знать характер и глубину залегания горизонтов, способных поглощать промывочную жидкость, или при вскрытии которых возможны газонефтеводопроявления.

Признаки проявлений:

- снижение плотности бурового раствора и разгазирование ее;
- увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;
- выделение газа из скважины;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаротажа;
- увеличение механической скорости бурения;
- уменьшение давления гидравлических сопротивлений на стояке;
- увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим газопроявления в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.). Плотность бурового раствора и отклонения от установленной величины определять согласно ЕТП РК.

Плотность бурового раствора должна быть повышена, если поступление пластового флюида во время проявлений приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине.

Подъем инструмента во избежание проявления производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.

В технологический цикл углубления скважины включать мероприятия, предусматривающие предотвращение и раннее обнаружение газонефтеводопроявлений с учетом конкретных геолого-технических условий.

При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну, башмак обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации.

Бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану, утвержденному вышестоящей организацией.

Появление в процессе бурения и промывок в буровом растворе газа, не приводящее к увеличению уровня в приемных емкостях требует немедленного установления интенсивности его поступления.

Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку с течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы.

При поступлении газа из разбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.

Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей.

При появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.

Подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

Не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине. Длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен, и нет возможности промыть скважину, то нужно устанавливать отсекающий цементный мост.

О замеченных признаках газонефтеводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления.

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.

#### **9.4. Охрана труда, техника безопасности и промышленная санитария**

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, 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 нефтегазовой промышленности. Утвержденной приказом Министерства энергетики, индустрии и торговли РК №62 от 06.04.1998г.». 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 Единым Техническим Правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан и Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Республики Казахстан.

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 скважины;
3. Испытание скважины;
4. Консервация и ликвидация скважины

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» № 237 от 20 марта 2015 г. размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по утвержденным методикам и в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений. По классу санитарной опасности согласно СанПиН № 237 данный объект относится к 1 классу опасности.

## **10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ**

Проектирование видов, объемов и сроков выполнения разведочных работ на контрактной территории ТОО «DMS Services» выполнено в соответствии с условиями Контракта № 5191-УВС от 16 марта 2023 года на разведку нефти и газа и положениями действующего законодательства в области недропользования.

Срок проведения разведочных работ на контрактной территории ТОО «DMS Services» оценивался с учетом технологических, технических и других факторов, таких как:

- виды и объемы работ для выполнения поставленных задач, которые должны быть решены в рамках разведочных работ и сроки их выполнения, включая бурение и испытание разведочных скважин, проведение необходимых исследовательских работ, оценку необходимости проведения дальнейшей пробной эксплуатации;

- разработка проектной документации и процедуры, связанные согласованием и утверждением проектной документации;
- оформление разрешительной документации для обеспечения законности выполнения нефтяных операций;
- своевременность и бесперебойность выполнения проектируемых работ;
- закуп необходимого оборудования и услуг и процедуры связанные с этим;
- сроки поставки оборудования и проведения строительно-монтажных работ.

Выполнение всего объема разведочных работ, предусмотренных настоящим проектом, планируется в период с 16.03.2023 по 16.03.2029 г.г.

В данном разделе приведены сроки выполнения разведочных работ на участке недр Дияр (таблица 10.1). Согласно условиям Контракта, на право недропользования, продолжительность срока разведочных работ составляет 6 лет.

Программа разведочных работ разработана с учетом используемой в отрасли стадийности и последовательного снижения геологического риска разведочных работ, который главным образом связан с определением точек заложения поисковых скважин, наиболее достоверном прогнозе геологического разреза, свойствами осадочных отложений и флюидов.

По календарному плану на монтаж буровой вышки, бурение скважины, испытание выделенных в разрезе объектов, демонтаж и переброску вышки отводится 200/250 дней на одну проектируемую скважину. Бурение проектных скважин D-1 и D-2 намечается в 2026-2027 г.г.

В таблице 10.2. приведен календарный план бурения проектных скважин.

**Таблица 10.1. Сроки выполнения и объемы разведочных работ на участке Дияр**

Годы	Наименование планируемых работ	Единица измер.	Объем работ
1	2	3	4
2023	Разработка "Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Дияр включая ОВОС".	проект	1
2024	Разработка Проекта на проведение сейсмических работ 2Д	проект	1
	Проведение сейсморазведочных работ 2Д	Пог.км	334
2025	Выполнение отчета по интерпретации сейсморазведки 2Д.	отчет	1
	Разработка "Технических проектов с экологической частью на строительство разведочных скважин D-1 и D-2 на участке Дияр с проектными глубинами 3500м и 2700м".	проект	2
	Подготовка площадок под строительство скважин	объект	2
2026	Бурение разведочной скважины D-1 на структуре Такыр с проектной глубиной 2700м	скв.	1
	Испытание выделенных объектов в разведочной скважине D-1 на структуре Такыр	объект	5
2027	Бурение разведочной скважины D-2 на структуре Тюте с проектной глубиной 3500м	скв.	1

	Испытание выделенных объектов в разведочной скважине D-2 на структуре Тюте	объект	5
2028	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ на участке Дияр	отчет	1

**Таблица 10.2 – Календарный план бурения проектируемых скважин**

№ № п/п	Номера проектируемых скважин	Проектные глубины, м	Год бурения	Продолжительность бурения, сутки	Год освоения и испытания
1	2	3	4	5	6
1	D-1	2700	2026	200	2026
2	D-2	3500	2027	250	2027

## 11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Стоимость видов разведочных работ рассчитана на основе средних существующих цен на аналогичные работы на территории РК. Окончательная стоимость разведочных работ будет определена на основе проведения тендеров в соответствии с Законодательством Республики Казахстан.

В данном разделе приведены предполагаемые затраты на период проведения геологоразведочных работ по проекту.

В таблице 11.1. в показателях отражены затраты на строительство скважин, освоение и испытание скважин.

Общая стоимость проектируемых геологоразведочных работ на контрактной территории составит 1 624 млн. тенге.

**Таблица 11.1. Предполагаемая стоимость работ на геологоразведочные работы**

Годы	Наименование планируемых работ	Стоимость работ в млн. тг
1	2	3
2023	Разработка "Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Дияр включая ОВОС".	10
2024	Разработка Проекта на проведение сейсмических работ 2Д	5
	Проведение сейсморазведочных работ 2Д	291
2025-	Выполнение отчета по интерпретации сейсморазведки 2Д.	10
	Разработка "Технических проектов с экологической частью на строительство разведочных скважин D-1	5

	и D-2 на участке Дияр с проектными глубинами 2700м и 3500м".	
<b>2026</b>	Бурение и испытание разведочной скважины D-1 на структуре Такыр с проектной глубиной 2700м	600
<b>2027</b>	Бурение и испытание разведочной скважины D-2 на структуре Тюте с проектной глубиной 3500м	700
<b>2028</b>	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ на участке Дияр	3
	<b>ИТОГО</b>	<b>1 624</b>

## 12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Ожидается, что основным положительным результатом разведочных работ на участке Дияр будет выявление залежей нефти в средне-нижнекаменноугольных и верхнедевонских отложениях на структурах, в пределах которых будут пробурены разведочные скважины.

В результате выполнения намеченных в проекте разведочных работ будет получена информация о нефтегазоносности палеозойских отложений, параметрах залежей, которая будет положена в основу отчета по подсчету запасов нефти и газа и проекта пробной эксплуатации.

Виды и объемы геологоразведочных работ, предусмотренные настоящим проектом, сведены в таблице 12.1.

**Таблица 12.1. Виды и объемы проектируемых поисковых работ**

№№ п/п	Виды работ	Ед. измерения	Объем
1	Сейсморазведочные работы 2Д	Пог.км	334
2	Бурение, исследование и испытание скважин D-1 и D-2	скв м	2 6200

### 12.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа

Определение категоричности прогнозных ресурсов нефти произведено согласно “Классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа”.

Для подсчета перспективных ресурсов и запасов нефти по средне-нижнекаменноугольным и верхнедевонским отложениям величины подсчетных параметров (коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, плотность нефти и пересчетный коэффициент) приняты по аналогии с месторождением Восточный Акжар, для III горизонта структуры Такыр подсчетные параметры приняты по аналогии с месторождением Арыстановое.

С учетом принятых подсчетных параметров геологические ресурсы по категории C<sub>3</sub> подсчитаны объемным методом по формуле

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

где: S – площадь нефтеносности, тыс.м<sup>2</sup>;

h – нефтенасыщенная толщина, м;

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

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

$\theta$  - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти;

$\gamma$  - среднее значение плотности нефти при стандартных условиях, т/м<sup>3</sup>

Извлекаемые запасы нефти определялись по формуле:

$$Q_{н.изв} = Q_n * \eta,$$

где:  $\eta$  - коэффициент извлечения нефти, д.е.

Таблица 12.1.1. Предварительная оценка перспективных ресурсов по категории С<sub>3</sub>

№ п/п	Площадь	Горизонт	Категория	Оконтуривающая изогипса	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
							Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный				
1	Тюте	С <sub>2</sub>	С <sub>3</sub>	-2900	23800	5	0,17	0,635	0,676	0,84	7 294	0,128	934
2	Такыр	III	С <sub>3</sub>	-1350	15093	12,7	0,17	0,6	0,85	0,86	14 292	0,2	2 858
3		«б»	С <sub>3</sub>	-2300	92573	5	0,15	0,635	0,676	0,84	25 035	0,128	3 204
Всего											46 621		6 996

### 13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Основные геолого-экономические показатели представленные в настоящем разделе рассчитаны исходя из объема работ и затрат планируемых на контрактной территории в период разведочного этапа и заложенных в настоящем «Проекте разведочных работ ...» (раздел 10, 11 и 12) и ожидаемых результатов от проведенных работ (таблица 13.1).

**Таблица 13.1. Основные геолого-экономические показатели разведочных работ**

№ №	Наименование показателей	Значение показателей
1	2	3
1	Ожидаемые затраты разведочного этапа, млн. тенге	1 624
2	Количество проектных независимых разведочных скважин, шт	2
3	Проектные глубины, горизонт	2700 –3500 C <sub>2+1</sub> -Д <sub>3</sub>
4	Объем планируемого бурения, м	6200
5	Затраты на разведочное бурение, млн. тг	1 300
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения, тыс.тн	209,7
7	Предварительно оцененные ресурсы нефти (кат. C <sub>3</sub> ), тыс.т	46 621
8	Ожидаемых ресурсы нефти на 1 м проходки, тыс.т	7,52
9	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти, (тн)	34,8

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация геологоразведочных работ на участке недр Дияр возможно позволит обнаружить коммерческие запасы углеводородов, переоценить общие перспективы контрактной территории и открыть новую зону нефтеносности в пределах контрактной территории в отложениях подсолевого комплекса палеозоя.

Результаты бурения могут позволить уточнить тектоническую, геологическую характеристику данной территории, увеличить перспективы контрактной территории в нефтегазоносном отношении.

Предусмотренные «Проектом...» виды и объемы геолого-геофизических работ обеспечивают решение поставленных геологических задач на этапе разведки. По результатам работ ожидается уточнение геологического строения выявленных ловушек и выявление в их пределах нефтяных залежей, будут изучены литолого-фациальные, гидрогеологические, структурные особенности выявленных резервуаров, изучены основные физические параметры, коллекторские свойства продуктивных горизонтов, изучены свойства пластовых флюидов.

После получения дополнительной геолого-физической информации в период проведения разведочных работ будет проведен оперативный подсчет запасов углеводородов и дано обоснование целесообразности вовлечения выявленных залежей в пробную эксплуатацию, и будут определены направления дальнейших исследований по направлению нефтегазового потенциала контрактной территории.

Реализация проекта будет осуществляться в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан в области недропользования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

1. Днепров В.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Южно-Эмбинского поднятия и Северного Устюрта, ВНИГРИ, 1962г.
2. Замаренов А.К. Средний и верхний палеозой восточного и юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины, Недра, 1970г.
3. Гончарова Т. В., Чистякова С. И. Отчет о региональных работах ОГТ в пределах восточной части Северного Устюрта за 1974–1976 гг., 1977г.
4. Отчет о поисковых геофизических работах на площади Южно-Эмбинского палеозойского поднятия за 1982г. Авторы Гончарова Т.В. И др.
5. Сапожников Р. Б., Маметов К.М. Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и КМПВ на площади юго-востока Прикаспийской впадины за 1988–90 гг. Отчет по Прикаспийской партии № 5/88-90.
6. Курмашов Е.К., Камилов Д.Г. Отчет о поисковых геофизических работах на площади Южно-Эмбенского палеозойского поднятия за 1981 г.
7. Курмашев Е.Е., Чистякова С. И. Отчет о поисковых геологических работах на площади юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины за 1979г. Южно-Эмбенской партии №5/79-80
8. Курмашев Е.К., Камилов Д.Г., Рахметова Р. А. Отчет о поисковых геофизических работах на площади Южно-Эмбенского поднятия за 1980 г.
9. Пилифосов В.М. и др. Отчет о результатах геофизических работ на юго-восточном борту Прикаспийской впадины за 1984-1986г.г.
10. Бородин А.П. Отчет о геологической съемке масштаба 1:50 000 картировочном и структурном бурении.
11. Хосе Карбайо Компания «Репсол Эксплорасион Казахстан» Отчет Переобработка и переинтерпретация материалов сейсморазведки 2Д прошлых лет современными технологиями, 2003г.

## **ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**



Приложение № \_\_\_\_\_  
к Контракту № от \_\_\_\_\_  
на право недропользования  
углеводороды  
(вид полезного ископаемого)  
разведка  
(вид недропользования)

от *09 декабря* 2023 года. Пер. № *561-Р*-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ  
МИНИСТЕРСТВА ИНДУСТРИИ И ИНФРАСТРУКТУРНОГО  
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР  
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «DMS Services» для осуществления операций по недропользованию на **участке Дияр** на основании Протокола от 23 декабря 2022 года № 257743 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Участок недр расположен в **Актюбинской области**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 46.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	46	50	00	55	50	00
2	46	50	00	56	30	00
3	46	40	00	56	30	00
4	46	40	00	56	57	00
5	46	39	00	56	57	00
6	46	39	00	56	54	00
7	46	38	00	56	54	00
8	46	38	00	56	51	00
9	46	37	00	56	51	00
10	46	37	00	56	48	00
11	46	36	00	56	48	00
12	46	36	00	56	45	00
13	46	35	00	56	45	00
14	46	35	00	56	42	00
15	46	34	00	56	42	00
16	46	34	00	56	39	00
17	46	33	00	56	39	00
18	46	33	00	56	36	00
19	46	32	00	56	36	00
20	46	32	00	56	33	00
21	46	31	00	56	33	00
22	46	31	00	56	30	00

23	46	30	00	56	30	00
24	46	30	00	56	27	00
25	46	29	00	56	27	00
26	46	29	00	56	24	00
27	46	28	00	56	24	00
28	46	28	00	56	21	00
29	46	27	00	56	21	00
30	46	27	00	56	19	00
31	46	28	00	56	19	00
32	46	28	00	56	18	00
33	46	31	00	56	18	00
34	46	31	00	56	16	00
35	46	32	00	56	16	00
36	46	32	00	56	12	00
37	46	33	00	56	12	00
38	46	33	00	56	8	00
39	46	34	00	56	8	00
40	46	34	00	56	4	00
41	46	35	00	56	4	00
42	46	35	00	56	0	00
43	46	36	00	56	0	00
44	46	36	00	55	55	00
45	46	37	00	55	55	00
46	46	37	00	55	50	00
Площадь – 1961,38 кв.км						

**Из участка недр (геологического отвода) исключается месторождения подземных вод Дияр.**

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	46	43	00	56	00	00
2	46	43	00	56	03	00
3	46	41	00	56	03	00
4	46	41	00	56	00	00
Площадь – 14,17 кв.км						

**Площадь участка недр (геологического отвода), за вычетом исключаемого месторождения составляет – 1947,21 (одна тысяча девятьсот сорок семь целых двадцать одна сотая) кв. км.**

**Глубина – до кровли кристаллического фундамента.**

Заместитель председателя



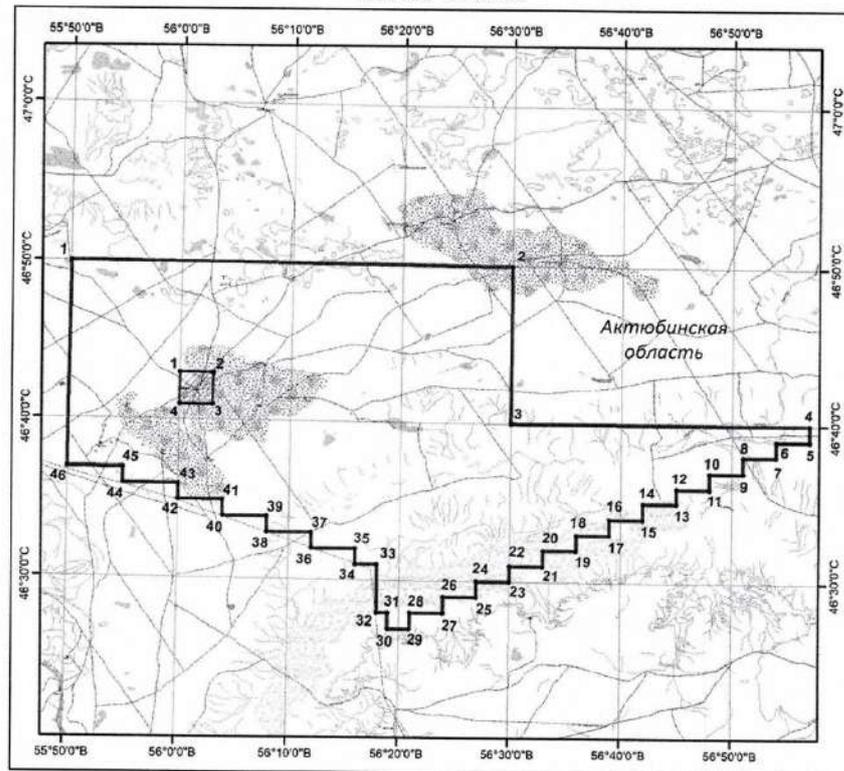
*(Handwritten signature)*

**К. Туткышбаев**

г. Астана,  
февраль, 2023 г.

Приложение № \_\_\_\_\_  
по Контракту № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_  
на право недропользования  
углеводороды  
(вид полезного ископаемого)  
разведка  
(вид недропользования)  
от \_\_ февраля 2023 г. Рег. № Р-УВ

**Картограмма расположения участка недр Дияр для разведки**  
Масштаб 1: 500 000



**Условные обозначения:**

-  контур участка недр для разведки Дияр
-  контур исключаемого участка
-  грунтовые проселочные дороги
-  полевые дороги
-  реки
-  горизонтали
-  кварталы в населенных пунктах
-  солончаки проходимые
-  пески бугристые

г. Астана, февраль, 2023 г.

## ПРОТОКОЛ

### заседания Ученого Совета ТОО «АктюбНИГРИ»

г. Актобе

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

#### Присутствовали:

1. Баймагамбетов Б.К. - председатель Ученого совета, Генеральный директор ТОО «АктюбНИГРИ», к. г-м. наук;
2. Ахметшина Л.З. - секретарь Ученого совета.

#### Члены Ученого совета:

1. Набока О.М. - заместитель генерального директора, заведующая отделом физики пласта;
2. Ли В.Ч.- Заведующий отделом геологии нефти и газа;
3. Ткачев В. И.-- заведующий отделом крепления скважин;
4. Дегтярева Л.В. - заведующая лабораторией литологии и седиментологии;
5. Качайло И. - руководитель службы качества

#### ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Дияр в Актюбинской области»

#### СЛУШАЛИ:

сообщение ответственного исполнителя проекта Горяеву Н.В.

ТОО «DMS Services» проводит разведку углеводородного сырья на контрактной территории участка недр Дияр, согласно Контракту №5191-УВС от 16.03.2023г., выданному Министерством энергетики и минеральных ресурсов.

Контрактная территория участка недр Дияр расположена в Байганинском районе Актюбинской области РК. Площадь геологического отвода составляет – 1947,21 км<sup>2</sup>, глубина исследований - до кровли кристаллического фундамента. Геологический отвод выдан Комитетом геологии в феврале 2023г.

Участок Дияр в тектоническом отношении расположен в зоне сочленения юго-восточного борта Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинского поднятия на севере участка и в зоне сочленения Южно-Эмбинского поднятия и восточной части Северного Устюрта.

На территории участка Дияр проведен комплекс региональных геолого-геофизических работ: геологическая съемка и сейсмические исследования КМПВ и МОГТ.

Последние геологоразведочные работы, проводившиеся на участке Дияр, выполняла Компания «Репсол Эксплорасион Казахстан». Компанией в период 1997-2003г. были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1206 пог.км (отработано 38 профилей) и выполнена переобработка и переинтерпретация 8 175 пог.км профилей прошлых лет. Значительная объем этих профилей приходится на северную часть участка недр Дияр.

Наиболее полно сейсмическими исследованиями изучена и подготовлена к бурению северо-западная часть участка, в частности поднятие Тюте, которое представляет интерес для поисков углеводородов в отложениях башкирско-верхневизейских карбонатных пород и терригенных нижневизейских.

Локальное поднятие Такыр впервые было выделено по результатам исследований МОГТ в 1982г. (Отчет о поисковых геофизических работах на площади Южно-Эмбинского палеозойского поднятия за 1982г. Авторы Гончарова Т.В. И др.).

В структурно-тектоническом плане поднятие расположено в сводовой части Южно-Эмбинского поднятия. Работами, выполненными Компанией «Репсол Эксплорасион Казахстан», было подтверждено поднятие Такыр, однако, по результатам этих работ свод палеозойского поднятия смещен на северо-восток.

Поднятие Такыр может представлять определенный нефтепоисковый интерес, учитывая установленную нефтегазоносность мезокайнозойских отложений Северного Устюрта, полученный приток нефти из верхнедевонских отложений в скважине Жанасу 11, расположенной в единой структурной зоне с поднятием Такыр. Кроме того, поднятие Такыр приурочено к зоне выклинивания пермо-триасовых отложений, которые представляют самостоятельный объект для поисков нефти и газа.

С целью подтверждения структур Тюте и Такыр, и выяснения перспектив нефтегазоносности карбонатных и терригенных палеозойских отложений проектом предусматривается:

- Проведение сейсморазведочных работ 2Д в объеме 334 пог.км в центральной части контрактной территории с целью уточнения геологического строения и местоположения свода структуры Такыр (по результатам сейсмики 1982г. и переинтерпретации в период 1997-2003г. местоположение свода структуры Такыр отличается) и подготовки ее к разведочному бурению;
- Бурение, исследование и испытание разведочной независимой скважины: D-2 на структуре Такыр глубиной 2700 м, проектный горизонт Дз;
- Бурение, исследование и испытание разведочной независимой скважины D-1 на структуре Тюте глубиной 3500 м, проектный горизонт С<sub>1</sub>.

Выполнение всего объема разведочных работ, предусмотренных настоящим проектом, планируется в период с 16.03.2023 по 16.03.2029 г.г.

После обсуждения Ученый Совет постановил Проект принять и направить на согласование ГТС ТОО «DMS Services».

Председатель  Б.К. Баймагамбетов

Секретарь  Л.З. Ахметшина



### Заключение

метрологической экспертизы к отчету по теме: «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Дияр в Актюбинской области»

Договор №01-05-03/2023-287 от 15.06.2023г.

Ответственные исполнители:

Горяева Н.В.

Ли В.Ч.

По метрологическому обеспечению работы замечаний и предложений нет. Отчет соответствует требованиям государственных стандартов и может быть принят к рассмотрению в ЦКРР МЭ РК.

Экспертиза проведена 24 ноября 2023г.

Метролог



Д.В. Британская

**СПРАВКА**

о рассылке отчета

«Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Дияр в Актюбинской области»

Договор №01-05-03/2023-287 от 15.06.2023г.

Отчет направлен в следующие организации:

№ п/п	Организация	Адрес	№ Экз.
1.	ЦКРР МЭ	г. Нур-Султан ул. Кабанбай Батыра, 19	1
2.	МД «Запказнедра»	г. Актобе ул. Калдаякова, 5-б	2
3.	ТОО «DMS Services»	г. Актобе, ул.Бокенбай батыра,2, БЦ «Дастан», 2этаж, каб.209 «а»	3, 4, 5



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

18.03.2016 года

16004900

**Выдана**

**Товарищество с ограниченной ответственностью "Актыобинский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"**

030002, Республика Казахстан, Актыобинская область, Актобе Г.А., г.Актобе, УЛИЦА МИРЗОЯНА, дом № 17., БИН: 981140002504

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие**

**Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание**

**Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

**Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель (уполномоченное лицо)**

**БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи** 14.04.2010

**Срок действия лицензии**

**Место выдачи**

г. Астана

