

**ТОО «Taraz Investment»
ТОО «Мунайгазгеолсервис»**

УТВЕРЖДАЮ:

**Генеральный директор
ТОО «Taraz Investment»**



Д.М. Бекбаулиев

“ ” 2021 г.

**ДОПОЛНЕНИЕ № 1
к проекту разведочных работ по поиску углеводородов
на площади Бекмурат**

Книга 1. Текст

**Авторы:
В.А. Грибков
И.Ш. Абдуллаев
В.В. Мартынов**

**Генеральный директор
ТОО «Мунайгазгеолсервис»:**



А.Б. Бигараев.

г. Алматы, 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Генеральный
директор, к.г.-м.н.

Бигараев А.Б.

Главный геолог

Грибков В. А.

Главный геофизик

Абдуллаев И.Ш.

Ведущий геолог

Мартынов В.В.

Ведущий инженер

Жумабек С.У.

Инженер

Ким В.В.

Бигараев А.Б., Грибков В.А., Абдуллаев И.Ш. и др. «Дополнение №1 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат».

Книга и папка с графическими приложениями

Книга I - текст 97 страниц, 30 таблиц и 14 рисунков.

Папка с графическими приложениями – 10 приложений на 10 листах.

ТОО «Мунайгазгеолсервис»

160013, г.Шымкент, микрорайон Турлан, ул. Шмидта дом 1В –строение .

Реферат

Компания ТОО «Taraz Investment» проводит геологоразведочные работы на территории участка в пределах блоков XXXIV-48-F(частично); XXXIV-49-D(частично), E(частично), F(частично); XXXV-48-C; XXXV-49-A, B, C в Жамбылской области Республики Казахстан, на основании Контракта № 4720-УВС МЭ от 27.05.2019 года.

Контрактная территория в географическом отношении расположена в Таласском районе Жамбылской области Республики Казахстан.

В 2019г компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат», в котором обосновывались объемы геологоразведочных работ на 6 лет периода разведки контрактной территории (с 27.05.2019г по 27.05.2025г). Данным проектом предусматривались следующие виды разведочных работ:

- Проведение исследований методом дистанционного зондирования участка площадью до 500 км² в западной части контрактной территории, ранее не покрытой сейсмическими исследованиями 2Д. По результатам проведения исследований методом дистанционного зондирования должны быть определены площади проведения сейсмической съемки по методике 2Д во втором и третьем годах периода разведки;

- проведение сейсмоисследований 2D протяженностью 300п.км.;

- расконсервация двух ранее пробуренных скважин с проведением полного комплекса ГИС для повторного опробования с применением новых технологий,

- бурение одной независимой и одной зависимой скважины с проектной глубиной 2400м. Проектные горизонты – средний-верхний девон.

Согласно этого проекта, ТОО «Taraz Investment» в 2020 году провела полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 191 пог. км. на Контрактной территории.

По результатам проведенных работ на площади исследований выявлены структуры перспективные в нефтегазоносном отношении. В Западной части

площади на выявленной структуре Западный Бекмурат по результатам сейсмики 2Д рекомендовано бурение поисково-разведочной скважины.

Но согласно новых структурных построений, на структурных картах построенных по результатам интерпретации сейсмики 2Д, структура Западный Бекмурат частично выходит за пределы Геологического отвода ТОО «Taraz Investment».

На основании вышеизложенного, компания ТОО «Taraz Investment» намерена расширить границы участка Геологического отвода в Западном направлении.

Настоящее "Дополнение к проекту..." составлено с целью обоснования необходимости расширения Геологического отвода ТОО «Taraz Investment» в западном направлении, и объемов проведения геологоразведочных работ на газ и газоконденсат на расширенной площади контрактной территории ТОО «Taraz Investment».

Перед поисковыми работами ставятся следующие задачи:

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

Для решения поставленных задач, проектом предусматривается бурение, опробование и испытание 2-х разведочных скважин проектной глубиной 2100м, проектный горизонт – кровля фундамента.

Приведены сведения о географо-экономических условиях, геолого-геофизической изученности, геологическом строении, методике и объеме проектируемых работ, на попутные поиски, охране недр, природы и окружающей среды, продолжительности строительства скважин, об обработке материалов разведочных работ, предельных ассигнованиях проектируемых работ и ожидаемых результатах работ. Обоснованы конструкции скважин, виды и объемы геофизических и геологических исследований.

Ключевые слова: газ, геологическое строение, литолого-стратиграфический разрез скважины, конструкция, оборудование устья скважины, геофизические исследования, опробование и испытание, подсчет запасов, неантиклинальные литологические ловушки и предельные ассигнования.

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор ТОО «Taraz Investment»
Бекбаулиев Д.М.
_____ **2021 г.**



Раздел плана - поисковые работы

Полезные ископаемые - нефть и газ.

Наименование объекта - Лицензионная территория ТОО «Taraz Investment», в пределах блоков XXXIV-48-F(частично); XXXIV-49-D(частично), E(частично), F(частично); XXXV-48-C; XXXV-49-A, B, C в Жамбылской области РК.

Местонахождение объекта - Жамбылская область, Республика Казахстан

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Дано ТОО «Мунайгазгеолсервис» на составление «Дополнения №1 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат»

Основание выдачи геологического задания:

- Контракт № 4720-УВС МЭ от 27.05.2019 года на разведку и добычу УВС в пределах блоков XXXIV-48-F(частично); XXXIV-49-D(частично), E(частично), F(частично); XXXV-48-C; XXXV-49-A, B, C в Жамбылской области Республики Казахстан.
- результаты проведенных геологоразведочных работ по предыдущему проектному документу, согласно которого было выполнено:
 - Детальное дистанционное обследование газоконденсатной залежи методом дистанционного зондирования с применением эффекта ядерно-магнитного резонанса (InGeo).
 - Проведены полевые сейсморазведочные работ 2Д в объеме 191 погонный километр.
 - Проведены обработка и интерпретация результатов 2Д в объеме 191 погонный километр.

1.Целевое назначение работ.

1. Цель проектирования - составление проекта «Дополнение №1 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат», в связи с расширением контрактной территории в районе структуры Бекмурат Западный в соответствии с новыми геолого-геофизическими данными, разведка УВС на структурах Бекмурат Западный и Бекмурат Восточный.
2. По результатам проведенных в 2020 году полевых сейсморазведочных работ 2Д в объеме 191 пог. км. возникла необходимость расширения Геологического отвода, для проведения разведки на структуре Западный Бекмурат, и обоснования объемов проведения геологоразведочных работ на газ и газоконденсат на расширенной площади контрактной территории ТОО «Taraz Investment».

2. Геологические задачи.

- 2.1. В процессе выполнения проектных работ решить следующие геологические задачи:
 - Предусмотреть возможность расширения геологического отвода в западном направлении, для полного охвата геологоразведочными работами структуры Западный Бекмурат. Координаты угловых точек запрашиваемого участка геологического отвода:

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
2	44° 10' 00"	70° 20' 00"
з 3	44° 23' 00"	70° 20' 00"
а 4	44° 23' 00"	70° 21' 00"
н 5	44° 25' 00"	70° 21' 00"
р 7	44° 25' 00"	70° 16' 30"
е 8	44° 10' 00"	70° 16' 30"

- запроектировать бурение 2-х поисковых скважин, проектной глубиной 2100м, проектный горизонт кровля фундамента.
- Оценка прогнозных ресурсов углеводородов по категории С₃.

2.2. Основные методы решения:

- Обосновать систему размещения поисковых и разведочных скважин, их проектные глубины и конструкции, последовательность бурения.
- Определить интервалы отбора керна, испытания на приток продуктивных пластов.
- Определить интервалы испытания нефтегазоносных горизонтов в процессе бурения.
- Основные разведочные параметры: результативные геолого-геофизические карты, временные сейсмические разрезы, материалы поисково-разведочного бурения, геофизических исследований скважин, данные по опробованию и испытания продуктивных горизонтов.

Все виды геологоразведочных работ должны соответствовать Рабочей программе Контракта на разведку.

3. Ожидаемые результаты:

3.1. Открытие залежей газа и конденсата и их предварительная геолого-экономическая оценка.

3.2. По результатам проведенных исследований должны быть представлены следующие основные материалы:

- Структурные карты основных отражающих горизонтов с выделением перспективных структур Бекмурат Западный и Бекмурат Восточный, в масштабе 1:50 000.
- Временные сейсмические разрезы.
- Отчет с изложением анализа состояния геолого-геофизической изученности, методики и результатов исследований, конкретных рекомендации по направлению дальнейших поисковых работ по выявлению залежей газа и конденсата.

4.Сроки выполнения геологического задания:

Начало составления проекта: 12.04.2021г.

Окончание работ: 01.07.2021 г.

После завершения составления «Дополнения №1 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат», проект должен получить положительное согласование от департамента экологии и заключение независимого эксперта ЦКРР Министерства энергетики РК.

Проект согласовать в ЦКР и Р Министерства энергетики РК.

Главный геолог
ТОО «Taraz Investment»

Жанокоев Р. А.

СОДЕРЖАНИЕ

№ главы	Название	Стр.
1	2	3
	Реферат	3
1.	Введение	8
2.	Географо-экономические условия	13
3.	Геолого-геофизическая изученность	16
3.1.	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	16
3.2.	Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	27
3.3.	Геофизические и геохимические исследования	27
3.4.	Лабораторные исследования	28
4.	Геологическое строение площади	28
4.1.	Проектный литолого-стратиграфический разрез	28
4.2.	Тектоника	35
4.3.	Газоносность	43
4.4.	Гидрогеологическая характеристика разреза	45
5.	Методика и объем проектируемых поисковых работ	47
5.1.	Цели и задачи поисковых работ	47
5.2.	Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	48
5.3.	Система расположения поисковых скважин	48
5.4.	Геологические условия проводки скважин	49
5.5.	Характеристика промывочной жидкости	56
5.6.	Обоснование типовой конструкции скважин	56
5.7.	Оборудование устья скважин	57
5.8.	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	57
5.8.1.	Отбор керна и шлама в проектных скважинах	57
5.8.2.	Геофизические и геохимические исследования	58
5.8.3.	Опробование и испытание перспективных горизонтов	59
5.8.4.	Лабораторные исследования	60
6.	Попутные поиски	60
7.	Обработка материалов поисковых работ	61
8.	Требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования по углеводородам	62
9	Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды	63
10.	Продолжительность проектируемых работ на площади	83
11.	Предполагаемая стоимость проектируемых работ	84
12.	Ожидаемые результаты работ	84
12.1	Оценка ожидаемых ресурсов и запасов газоконденсата и газа	85
13.	Основные технико-экономические показатели поисковых работ	86
14	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ	87
	ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ И ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ	88
	СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ	89

1.ВВЕДЕНИЕ

Компания ТОО «Taraz Investment» проводит геологоразведочные работы на территории участка в пределах блоков XXXIV-48-F(частично); XXXIV-49-D(частично), E(частично), F(частично); XXXV-48-C; XXXV-49-A, B, C в Жамбылской области Республики Казахстан, на основании Контракта № 4720-УВС МЭ от 27.05.2019 года (Рис.1, 2).

Контрактная территория в географическом отношении расположена в Таласском районе Жамбылской области Республики Казахстан.

В 2019г компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат», в котором обосновывались объемы геологоразведочных работ на 6 лет периода разведки контрактной территории (с 27.05.2019г по 27.05.2025г). Данным проектом предусматривались следующие виды разведочных работ:

- Проведение исследований методом дистанционного зондирования участка площадью до 500 км² в западной части контрактной территории, ранее не покрытой сейсмическими исследованиями 2Д. По результатам проведения исследований методом дистанционного зондирования должны быть определены площади проведения сейсмической съемки по методике 2Д во втором и третьем годах периода разведки;

- проведение сейсмоисследований 2D протяженностью 300п.км.;

- расконсервация двух ранее пробуренных скважин с проведением полного комплекса ГИС для повторного опробования с применением новых технологий,

- бурение одной независимой и одной зависимой скважины с проектной глубиной 2400м. Проектные горизонты – средний-верхний девон.

Согласно этого проекта, ТОО «Taraz Investment» в 2020 году выполнила:

- детальное дистанционное обследование территории методом дистанционного зондирования с применением эффекта ядерно-магнитного резонанса (InGeo);

- полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 191 пог. км. на Контрактной территории.

По результатам проведенных работ на площади исследований выявлены структуры перспективные в нефтегазоносном отношении. В Западной части площади на выявленной структуре Западный Бекмурат по результатам сеймики 2Д рекомендовано бурение поисково-разведочной скважины Р-1 на сейсмическом профиле 20_11 (координаты: X = 606299.7; Y = 4905114.2). Рекомендуемая глубина скважины – 2100 м. Проектный горизонт – кровля фундамента. Но согласно новых структурных построений, на структурных картах построенных по результатам интерпретации сеймики 2Д, структура Западный Бекмурат частично выходит за пределы Геологического отвода ТОО «Taraz Investment».

На основании вышеизложенного, компания ТОО «Taraz Investment» намерена расширить границы участка Геологического отвода в Западном направлении (рис.3). Координаты Геологического отвода и участка

расширения представлены в таблицах 1.1 и 1.2. Площадь участка расширения составляет 134,16 (сто тридцать четыре целых шестнадцать сотых) кв. км.

Настоящее "Дополнение №1 к проекту..." составлено с целью обоснования необходимости расширения Геологического отвода ТОО «Taraz Investment» в западном направлении, и объемов проведения геологоразведочных работ на газ и газоконденсат на расширенной площади контрактной территории ТОО «Taraz Investment».

Перед поисковым работами ставятся следующие задачи:

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

Для решения поставленных задач, проектом предусматривается бурение, опробование и испытание 2-х разведочных скважин проектной глубиной 2100м, проектный горизонт – кровля фундамента.



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от _____ г. Рег. № _____ -УВ

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

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Taraz Investment» для осуществления операций по недропользованию на участке Бекмурат в пределах блоков XXXIV-48-F(ішінара); XXXIV-49-D(ішінара), E(ішінара), F(ішінара); XXXV-48-C; XXXV-49-A, B, C на основании решения Комиссии по проведению конкурсов на предоставление права недропользования на углеводородное сырье, уголь и уран (Протокол от 27 июня 2018 года).

Геологический отвод расположен в Жамбылской области.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 6.

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	44° 10' 00"	71° 00' 00"	4	44° 23' 00"	70° 21' 00"
2	44° 10' 00"	70° 20' 00"	5	44° 25' 00"	70° 21' 00"
3	44° 23' 00"	70° 20' 00"	6	44° 25' 00"	71° 00' 00"

Площадь геологического отвода – 1473,72 (одна тысяча четыреста семьдесят три целых семьдесят две сотых) кв. км.

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

И.о. Заместителя председателя



М. Тналиев

М. Тналиев

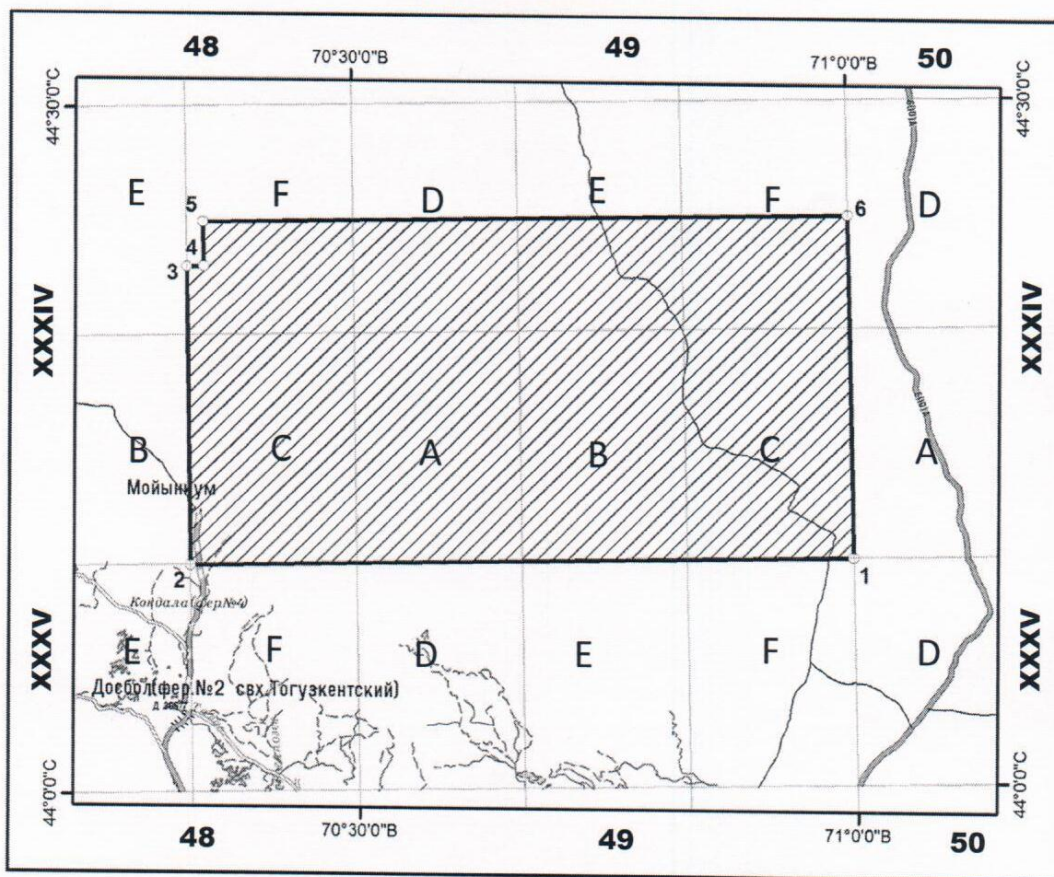
**г. Астана.
февраль, 2019 г.**

Рис.1 Геологический отвод контрактной территории ТОО «Taraz Investment».

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

от _____ 2019 г. Рег. № _____ Р-УВ

**Картограмма расположения участка недр Бекмурат в пределах блоков
 XXXIV-48-F(частично); XXXIV-49-D(частично), E(частично), F(частично);
 XXXV-48-C; XXXV-49-A, B, C**
 Масштаб 1: 500 000



Условные обозначения:

-  контур участка недр для разведки
-  автодороги
-  грунтовые проселочные дороги
-  реки, ручьи (пересыхающие)

г. Астана
 февраль, 2019 г.

Рис. 2 Картограмма расположения геологического отвода ТОО «Taraz Investment».

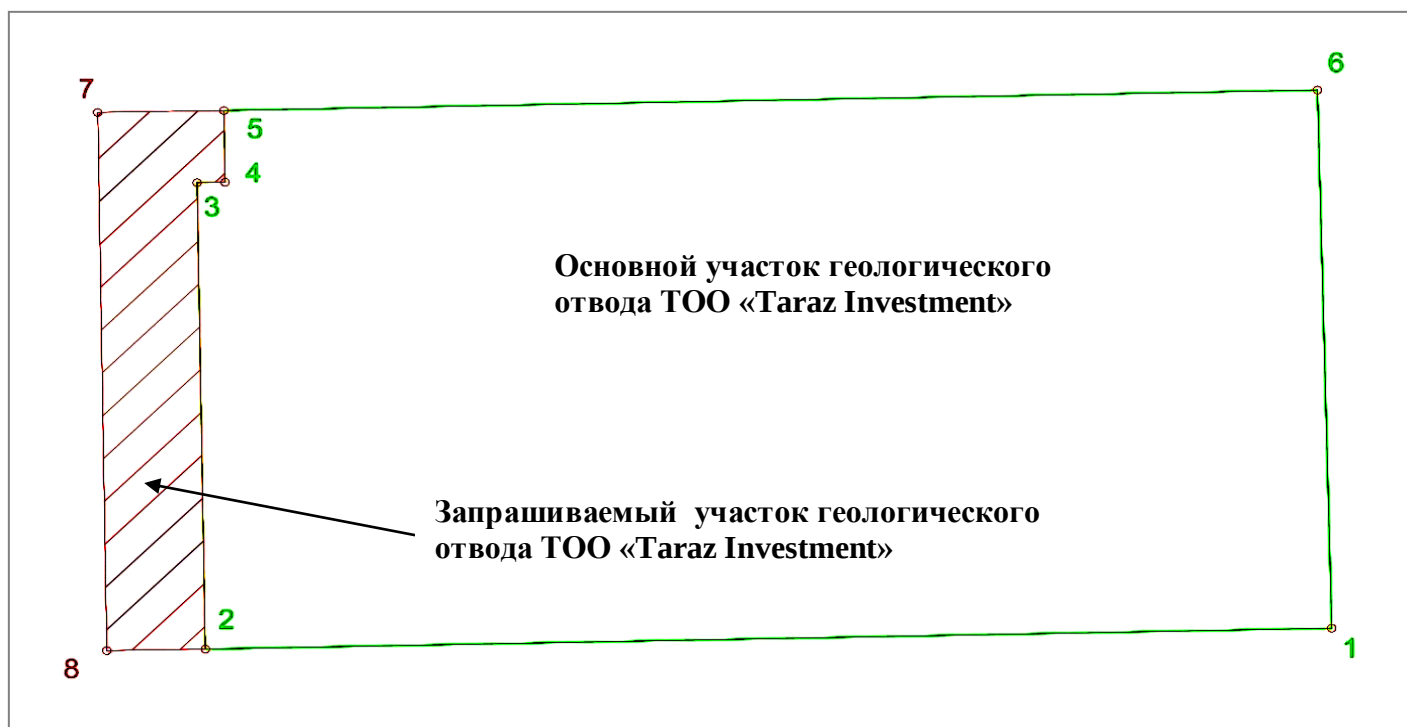


Рис. 3 Картограмма основного и запрашиваемого участков Геологического отвода.

Координаты угловых точек основного участка Геологического отвода ТОО TarazInvestment.

Таблица 1.1.

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	44° 10' 00"	71° 00' 00"
2	44° 10' 00"	70° 20' 00"
3	44° 23' 00"	70° 20' 00"
4	44° 23' 00"	70° 21' 00"
5	44° 25' 00"	70° 21' 00"
6	44° 25' 00"	71° 00' 00"

Координаты угловых точек запрашиваемого участка Геологического отвода ТОО TarazInvestment.

Таблица 1.2.

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
2	44° 10' 00"	70° 20' 00"
3	44° 23' 00"	70° 20' 00"
4	44° 23' 00"	70° 21' 00"
5	44° 25' 00"	70° 21' 00"
7	44° 25' 00"	70° 16' 30"
8	44° 10' 00"	70° 16' 30"

2.ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.

Таблица 2.1

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Мойынкумский район Жамбылской области Республики Казахстан
2	Место базирования компании	
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	ячеисто – бугристыми песками Муюнкум с относительным превышением песчаных гряд северо-западного направления до 30 м, абсолютные отметки рельефа в районе изменяются от +320 м до +360 м
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть представлена реками Асса, Талас (на юге) и Шу (на севере), берущими свое начало в горах Кыргызского Алатау пересыхающими в летний период.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	воды реки Чу, колод-цы, уровень воды в которых находится на глубине 10-20 м от устья, а также артезианские скважины. Водоносные горизонты палеогена залегают на глубине 60-220 м и содержат воду с минерализацией 3-5 г/л. Дебиты воды высокие (до 45 м ³ /сут).
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Лето жаркое, сухое, максимальная температура достигает +40 ⁰ С, +45 ⁰ С; зима холодная, малоснежная с минимальной температурой - 40 ⁰ С.
7	Количество осадков	250-350 мм в год
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Северный и северо –восточный, средняя скорость 1,9-3,3 м/сек, максимальная до 23 м/сек.
9	Толщина снежного покрова и его распределение	18-20 см
10	Геокриологические условия	
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Ноябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Пустынная флора и фауна,

13	Населенные пункты и расстояния до них	Тараз 200км
14	Состав населения	В основном казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Живодноводство,
16	Наличие материально-технических баз	
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	линия газопровода протяженностью 194 км, связывающая мест. Амангельды с основ-ным газопроводом Бухара – Алматы.
18	Источники: -теплоснабжения, - электроснабжения	Через площадь Амангельды проходит с юго – востока на северо – запад высоковольтная ЛЭП районного значения
19	Виды связи	Телефонная и сотовая связь
20	Пути сообщения	Асфальтовые и грунтовые дороги
21	Условия перевозки вахт	автотранспортом
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Аэропорт и железнодорожная станция Тараз 200км
23	Наличие зимников, срок их действия	Имеются
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Асфальтовые, грунтовые
25	Речные пути и период навигации по ним	отсутствует
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Газовые и азотно-гелиевые месторождения, гравий, песок в избытке имеются в русле реки Талас, бутовый камень разрабатывается на севере вблизи с. Уланбел.

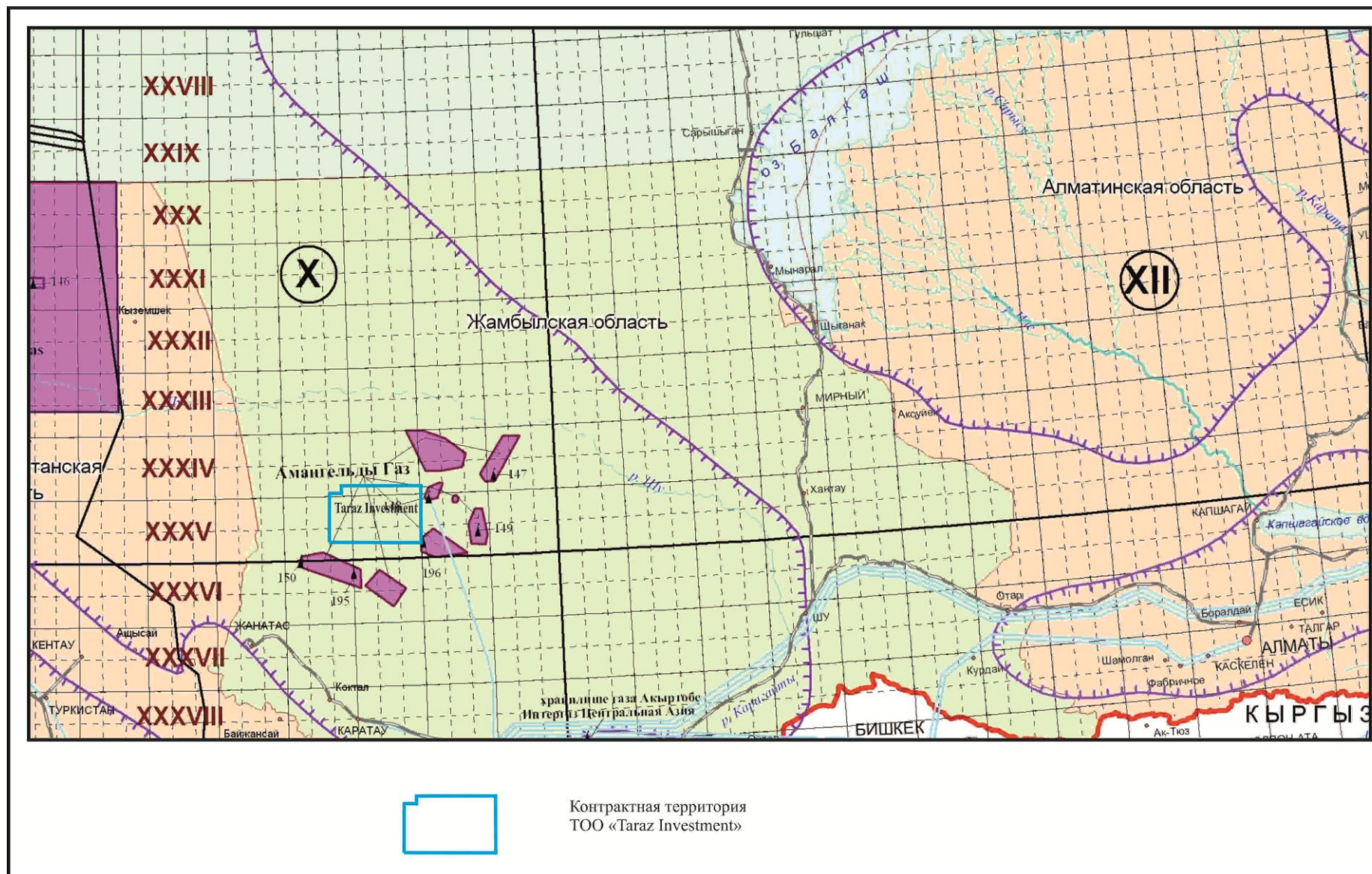


Рис. 4 Обзорная карта района работ

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Территория исследований в тектоническом отношении относится к Муюнкусской впадине Шу-Сарысуйского осадочного бассейна.

Геологическое изучение Шу-Сарысуйского бассейна, куда входит и исследуемая территория началось с двадцатых годов прошлого столетия и продолжаются до настоящего времени.

Целенаправленные тематические и геологоразведочные работы с целью обоснования перспектив нефтегазоносности и обнаружение скопления углеводородов началась с 1950-х годов. У истоков этих исследований стояли М.И.Варенцов, Дитмар В.И., Синицин Ф.Е., Л и А.Б., Авров П.Я., Бакиров С.Б., Парагульков Х.Х. и Майлыбаев М.

Проведенными работами изучен литолого-стратиграфическая характеристика разреза, тектоническое строение с выделением крупных структурных элементов как Таласское поднятие и Мойынкусский прогиб и многочисленных локальных поднятий, мульды и т.п.

Одной из крупных структурных элементов Шу-Сарысуйского бассейна является Мойынкусский прогиб, в пределах которого пробурены более 80 глубоких скважин и открыты месторождения газа Амангельды, Айрақты, Анабай, Жарқум и др.

С 1959 года трестом «Казгеофизика» и Южно-Казахской нефтеразведочной экспедицией начинаются целенаправленные работы по изучению нефтегазоносности Чу-Сарысуйской депрессии. Комплексные исследования включали региональные геолого-геофизические работы: гравиметрические и геологические съемки масштаба 1:200000, электро- и сейсмопрофилирование, бурение структурно-поисковых и глубоких скважин.

Вся территория бассейна покрыта геологической съемкой масштаба 1:200000, гравиметрической и магнитометрическими исследованиями.

Одним из первых исследователей предсказавший перспективы поисков углеводородов был К.И.Сатпаев, который изучив Сарысуйские соляные купола, рекомендовал продолжить исследования в направлении поисков скоплений нефти и газа.

Аэромагнитная изученность

Первые аэромагнитные съёмки в Центральном Казахстане начаты в 1941 г. Казахским геологическим управлением с Z-аэромагнитометром А.А.Логачёва АМ-9Л в масштабе 1:500 000. В 1945 – 1953 гг. съёмки были продолжены в масштабах от 1:1 000 000 до 1:100 000 Аэрогеологической экспедицией, Главным и Узбекским геологическими управлениями, Средне-Азиатским, Всесоюзным аэрогеологическим и Уральским геофизическими трестами и Главным управлением геофизической службы. Съёмками была покрыта площадь около 750 тыс. км², получены сведения об общей структуре магнитного поля, открыты ряд железорудных месторождений. С середины 1950-х годов Западным, Сибирским геофизическими трестами выполнялись

съёмки 1:200 000 – 1:100 000 с феррозондовым магнитометром АЭМ-49. В 1956 - 1957 гг. Казахским, Узбекским, Западным геофизическими трестами и Киргизским геологоуправлением начаты региональные и регионально поисковые работы масштабов от 1:500 000 до 1:100 000 с аэрогаммамагнитной станцией АСГМ-25. К 1962 г. с этой аппаратурой и визуальной привязкой покрыта площадь 667 000 км². Параллельно с региональными с 1955 г. в Казахстане начали проводиться поисковые (1:50 000 и 1:25 000) и детальные (1:10 000) съёмки. Точность, достигнутая в ходе этих работ, составляла около ± 100 нТл.

С 1961 г. Казгеофизтрестом и Западно-Сибирским управлением в практику работ вводится фотопривязка маршрутов, что позволило повысить точность до ± 35 нТл, а внедрение более совершенных магнитометров АМФ-21 (станции АСГ-45, АСГ-46, АСГ-48), АМ-13 и АММ-13, широкоугольных аэрофотоаппаратов, развития сети каркасных маршрутов, позволило достигать точности ± 15 -25 нТл. С 1963 г. начала применяться опробованная в 1961 г. радиогеодезическая привязка маршрутов, повысившая точность привязки до ± 25 м и активного самолётовождения до ± 30 м, это позволило развивать сети детальных съёмок до 1:10 000 с точностью ± 10 -20 нТл.

С 1969 г. стали использоваться приборы абсолютных измерений – протонные и квантовые аэромагнитометры и приставки к феррозондовым магнитометрам, практически не имеющие дрейфа и позволяющие в процессе самих измерений привязывать относительные измерения к абсолютным значениям магнитного поля. Это магнитометры ВИТРа АЯАМ-6 и АМП-7, приставки ЯМП-1, ЯМП-2, ЯМП-3 и магнитометры ММС-214, ММВ-215 завода «Казгеофизприбор», магнитометры КАМ-28, ММ-305 и станция СКАТ-77 завода «Геологоразведка». Внедрение этих средств, цифровой регистрации и автоматизированной обработки подняло аэромагниторазведочные работы на качественно новый уровень, точность съёмок возросла до первых единиц и даже долей нТл.

К настоящему времени до 70% площади Шу-Сарысуской осадочного бассейна покрыто съёмками с такой аппаратурой масштабов 1:50 000 – 1:25 000 достаточно высокого качества, запад, северо-запад и, частично центральная часть – это старые съёмки масштаба 1:100 000 50-х – 60-х годов. В таблице 3.1.1. приведены работы проведенные в пределах Моинкумского прогиба.

Гравиметрическая изученность

Гравиметрическая изученность Шу-Сарысуйского бассейна довольно высокая, вся площадь покрыта съёмкой М1:100000 и М1:200000, участками покрыта гравиметрией М 1:10000, М 1:25000 и М1:50000. В таблице 3.1.2. приведена гравиметрическая изученность Шу-Сарысуйского бассейна.

Аэромагнитная изученность

Таблица 3.1.1

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1	Симоненко А.Д., Зенкович В.Ф. и др., 1971., ЮКГЭ КГТ МГ Каз.ССР	М1:50000	Аэромагнитная съемка точностью ± 19 нТл
2	Жунусов Р.К., Комаров А.М., 1975г. КАГГЭ КазИМСа МГ Каз. ССР	М 1:25000	Аэромагнитная съемка точностью ± 1.4 нТл
3	Рыженко Г.Е., Комаров А.М. и др. 1983г., АГГЭ ПГО «Казгеофизика» МГ Каз. ССР	М 1:10000	Аэромагнитная съемка точностью $\pm 3,0$ нТл
4	Власов В.А., Довгалов А.С. и др. 1980г., Экспедиция № 39 ПГО «Волковгеология»	М1:25000	Аэромагнитная съемка точностью $\pm 2,9$ нТл
5	Довгалов А.С., Орехов А.И. и др., 1982г., Экспедиция № 39 ПГО «Волковгеология»	М 1: 25000	Аэромагнитная съемка точностью $\pm 4,7$ нТл
6	Рудый А.С., Кантарбаев В.И., 1985г., АГГФЭ ПГО «Казгеофизика» МГ Каз. ССР	М 1: 25000	Аэромагнитная съемка точностью $\pm 2,8$ нТл
7	Рудый А.С., Кантарбаев В.И., 1985г., АГГФЭ ПГО «Казгеофизика» МГ Каз. ССР	М 1:50000	Аэромагнитная съемка точностью $\pm 2,8$ нТл
8	Игнатюк О.В., Сусяков В.Т. и др., 1980г. ЦГФЭ ЮКГУ	М1:25000	Аэромагнитная съемка точностью $\pm 4,8$ нТл
9	Саргаскаев Т.Б. и др. 1960г., ЮКГЭ КГТ МГ Каз.ССР	М 1:100000	Аэромагнитная съемка точностью ± 36.6 гамм
10	Воробьев Я.Г. и др., 1955г. Западный геофиз. трест МГ и ОН СССР	М 1:200000	Аэромагнитная съемка точностью ± 20 гамм
11	Никоноров С.Р. и др., 1959г. ЮКГЭ КГТ МГ Каз.ССР	М1:100000	Аэромагнитная съемка точностью $\pm (30-50)$ гамм

Гравиметрическая изученность

Таблица 3.1.2.

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1	Кунин Н.Я., Смелянец А.П., Давыдов Н.Г., Исраилов О.Т., Цингауз С.С. Семин Ю.А, 1959-1962г. Турланская геофизическая экспедиция КГТ МГиОН Каз.ССР	200000	Для определения границ крупных структурных элементов Шу- Сарысуйского осадочного бассейна
2	Битюцкий В.И., Соскинд В.И. 1960г. Чуйская геофизическая экспедиция ЮКГУ МГиОН Каз.ССР	100000	Для определения границ крупных структур элементов Шу-Сарысуйского осадочного бассейна
3	Волков А.И. и др. 1964-1965 гг. - Турланская геофизическая экспедиция КГТ МГ Каз.ССР	100000	Для определения границ крупных структур элементов Шу-Сарысуйского осадочного бассейна
4	Битюцкий В.И., Соскинд В.И. 1961г. - Чуйская геофизическая экспедиция ЮКГУ МГиОН Каз.ССР	50000	Для детализации локальных перспективных структур выявленных ранее проведенными работами.
5	Дмитриев П.В., Сафронов Н.Д. 1962г. - Илийская геофизическая экспедиция КГТ МГиОН Каз.ССР	50000	Для детализации локальных перспективных структур выявленных ранее проведенными работами.
6	Маметов К.М., Таласов Б.Ж., 1974-1975 гг. - Турланской геофизической экспедицией ЮКТГУ МГ Каз.ССР	25000	Для детализации локальных перспективных структур выявленных ранее проведенными работами.

Сейсмическая изученность

Таблица 3.1.3.

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1	Попов А.А., Аргентов В.В, 1961г, ИГН, АН Каз.ССР		изучение геологического строения
2	Лук-Зильберман В.И., Кислицын В., Югай А.П., Турлыбеков К.Т., Стегина Л.П., ТГФЭ, КГТ , 1967г.		изучение геологического строения
3	Токмулина Э.К., Хабибулин Ф.А., ИГФЭ, КГТ 1963г.		изучение геологического строения
4	Иваненко К.Н., Хайкин Г.Л., Гончарова Т.В., Маметов К.М., Ахаев С.А., Стегина Л.П., Ибрагимов Ф.М., Богатырев О.С., Югай А.П., Петров И.А., Калугин С.И., Стегина Л.П., 1970г. ТГФЭ, КГТ		изучение геологического строения
5	Гайворонский А.И., Алексеев Г.В., Курбангулова Р.Г., Богатырев О.С., Шевчук С.И., 1980г. ИГФЭ, ПГО "Южказгеология" ЮКТГУ		изучение геологического строения
6	Коломиец В.П., Щерба Р.Ю., Рева А. и др. Отчет: О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, обработки и интерпретации сейсмических данных по участку Бекмурат на контрактной территории ТОО «Taraz Investment» за 2020 г»		изучение геологического строения участка Бекмурат контрактной территории ТОО «Taraz Investment»

Сейсмическая изученность

Сейсмическое изучение территории Шу-Сарысуйского бассейна проводилось в 1956-1996 гг., в период 1956-1975 гг. сейсмические исследования проводились методом отраженных волн (МОВ) и только с 1975 г. были начаты сейсмические исследования методом общей глубинной точки (МОГТ) с кратностью 6, 12, 24 и 48. Разрешение данных с низкой кратностью в основном неудовлетворительное. В 1962 г. производились поисковые и детальная сейсморазведка МОВ, сопровождающиеся структурным и картировочным бурением с целью поисков и изучения структур, перспективных на нефть и газ. По результатам региональных и поисковых геофизических работ была составлена структурная схема впадины масштаба 1:500000, которая стала основой для направления дальнейших работ на территории бассейна.

В 1963 г. региональными сейсморазведочными работами МОВ и КМПВ, проведенными в центральной части Чуйской впадины, уточнены положение и размеры Коскудук-Норбайского поднятия, выявленного ранее гравиразведкой масштаба 1:200000. В 1964 г. на Коскудук-Норбайском поднятии поведена гравиметрическая съемка масштаба 1:50000, позволившая выявить ряд локальных структур. Поисково-детальными работами МОВ и КМПВ в 1965 г. оконтурено Коскудук-Норбайское поднятие, определены размеры в плане и его амплитуда. По результатам этих работ был пробурен ряд скважин на Кумырлинской структуре, в которых обнаружено присутствие капельно-жидкой нефти в трещинах керн визейских отложений (в скважине 348), а из отложений турнейского яруса нижнего карбона (скважины 2 и 3) получен слабый приток горючего газа с содержанием гелия.

В 1966-70 гг. продолжаются региональные и детальные сейсморазведочные работы, приуроченным к подошве соленосной толщи перми и подошве карбонатов визейского яруса. С конца 60-х годов при производстве полевых сейсмических работ МОВ начинают применять группирование сейсмоприемников и взрывных скважин, что позволило повысить геологическую эффективность работ.

В 1967-1968 гг. сейсморазведочной партией 12/67 Илийской геофизической экспедиции проведены поисково-детальные сейсморазведочные работы МОВ на Коскудук-Норбайском поднятии в Чуйской впадине. В результате этих работ была детально изучена Кумырлинская структура по III отражающему горизонту, стратиграфически привязанному к подошве известняков визейского яруса нижнего карбона. Были построены структурные карты масштаба 1:50000 по шести ОГ (кровле и подошве соленосной толщи нижней перми и горизонтам в нижнекаменноугольной толще отложений).

В конце 60-х годов поисково-детальной сейсморазведкой выявлены и изучены также структуры Айракты, Жаркум, Амангельды, Малдыбай, Анабай, Кашкынбай, введенные в глубокое поисковое бурение в последующие годы. По результатам гравиразведочных работ 1967-1976 гг. были построены карты

остаточной аномалии силы тяжести с сечением изоаномал 0,5 мгл в масштабе 1:50000. Структурам Амангельды, Жаркум, Анабай соответствуют положительные гравитационные аномалии различной интенсивности.

В 1970-80гг. геофизические работы в регионе выполнялись Турланской, Джезказганской и Илийской экспедициями. Региональные геолого–геофизические работы осуществлялись комплексом методов, включающих сейсмическое профилирование, МОВ-КМПВ (местами ГСЗ, а в последствии и МОГТ) иногда в сочетании с бурением параметрических, структурно–поисковых скважин. Проведенными работами установлены основные тектонические элементы депрессии, выявлен ряд поднятий и впадин, в том числе и Муюнкуская впадина. На выявленных поднятиях проводились поисково–детальные сейсмические работы МОВ-МОГТ с выдачей рекомендаций на бурение скважин.

С 1961 по 1979гг. Южно–Казахстанской нефтеразведочной экспедицией в Чу-Сарысуйской депрессии пробурено более 50 глубоких нефтегазопроисловых скважин и более 50 структурных скважин, открыт ряд месторождений и залежей газа, в том числе Кумырлы, Амангельды, Анабай и Жаркум.

В 1972-1974гг. поисковой и детальной сейсморазведкой, проведенной Илийской геофизической экспедицией в пределах Миштинской котловины, изучено строение и подготовлено под бурение поднятие Амангельды привязанному к нижнекаменноугольным горизонтам. Глубокой поисковой скважиной 1, пробуренной в 1975г. на структуре Амангельды установлена промышленная газоносность нижнего карбона и нижней перми.

В 1977г. детальными сейсморазведочными работами МОГТ была подготовлена к глубокому поисковому бурению структура Анабай и в 1980 г. при бурении скважин 1 и 2 на поднятии установлена газоносность отложений нижнего карбона (средневизейский подъярус) и верхнего девона (фаменский ярус).

В 2010г. компанией КазГеКо с целью более детального изучения перспективных объектов Коскудук и Султанкудук на структурах были проведены сейсморазведочные работы 2D по методике ВРС. На площади Коскудук было отработано 10 профилей с целью изучения сочленения структуры Коскудук с поднятием Кумырлы. Параметры методики работ на Коскудуке практически соответствовали предыдущей съемке, изменены были только шаг ОГТ, для детальных работ он выбран более мелкий – 5 м за счет увеличения количества каналов до 721 с расстоянием между пунктами приема 10 м.

В результате выполненных работ получены структурные построения по отражающим горизонтам: II (подшва соленосных отложений), IIIk-C1sr (в кровельной части известняков серпуховского яруса), IIId-C1v2 (в верхней части средневизейского подъяруса), III-C1v1 (кровля нижневизейского подъяруса), C1t (в кровле турнейского яруса), IV-D (кровля девонских отложений), D3fm (продуктивный пласт в фаменском ярусе). Анализ сейсмических материалов показывает, что строение палеозойской толщи

имеет унаследованный характер развития. Результаты этих работ значительно изменили представление о геологическом строении территории, подтвердили ее сложное глубинное строение и выявили ряд разрывных нарушений, определивших блоковое строение палеозойской толщи.

В 2020г компанией ТОО «Тат-Арка» проведены полевые сейсморазведочные работы **на участке Бекмурат контрактной территории ТОО «Taraz Investment»** в объеме 191 пог. км., полной кратности. Обработка и интерпретация сейсмических данных осуществлялась в ТОО «PGDServices». По результатам этих работ выполнены структурные построения по 5-ти следующим отражающим горизонтам: II (подошва соленосной толщи – кровля терригенных отложений нижней перми), IIIк (кровля известняков серпуховского яруса – подошва средне-верхнекарбонных отложений), III (подошва нижневизейского подъяруса нижнего карбона), IV (подошва турнейских отложений - кровля девонских отложений) и Pz (подошва девонских отложений – кровля фундамента). Также проведена динамическая интерпретация сейсмических материалов по пакетам программ AVO-анализ и Сейсмических атрибутов.

На основании работ по интерпретации геолого-геофизических материалов на площади исследований Бекмурат было рекомендовано бурение 2-х поисково-разведочных скважин

В таблице 3.1.3. приведена сейсмическая изученность Шу-Сарысуйского бассейна.

Буровая изученность

С 1961 по 1979г.г. Южно – Казахстанской нефтеразведочной экспедицией в Чу-Сарысуйской депрессии пробурено более 50 глубоких нефтегазописковых скважин и более 50 структурных скважин, открыт ряд месторождений и залежей газа, в том числе Амангельды, Айракты, Анабай и Жаркум. На основании полученных сейсморазведочных данных были охвачены бурением (структурно-поисковым, глубоким и параметрическим) выявленные структуры, такие как Кашкинбай, Кумырлы, Барханная, Саякбай и Малдыбай и т.д.

В пределах Кашкынбайского поднятия в 1979-80гг. было пробурено 3 скважины. В поисковой скважине 1Г были испытаны отложения нижнего визе в интервале 2801-2900м. Приток не получен. По данным ГИС поисковая скважина 2Г Кашкынбай также оказалась не перспективной на получение притока газа.

Структура Барханная изучена бурением 4-мя поисковыми скважинами в период 1981-84гг. с целью поисков залежей газа в отложениях верхнего девона и нижнего карбона.

В 1972г по результатам сейсморазведочных работ на выявленной структуре Саякбай пробурена скв. №1-П с фактической глубиной 3026 м, и в 1981г разведочная скв. №1 с глубиной 2616 м. На глубине 1176 м (среднее визе) произошел выброс газа с ориентировочным дебитом 200 тыс. м³/сут.

В период 1976-79гг. на площади Малдыбай были пробурены 7 поисково-разведочных скважин.

Месторождение Амангельды открыто в 1975 году. При бурении получен промышленный приток углеводородного газа из отложений нижнего визе. В 1976-1982гг. Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией проведено глубокое поисково-разведочное бурение (17 скважин) для подсчета запасов углеводородного газа. Месторождение Амангельды введено в опытно-промышленную эксплуатацию в октябре 2003 года. За время проекта ОПЭ пробурены 24 скважины (101-122), восстановлены 3 разведочные скважины (2Г, 6Г, 16Г). С 14 декабря 2007 года месторождение Амангельды находится на стадии промышленной эксплуатации.

На структуре Айракты в 1971-72гг была пробурена первая глубокая скважина (1Г) с забоем 2751м. По результатам глубокого бурения в 1972 г. были получены промышленные притоки газа из нижневизейской залежи и открыто месторождение Айракты. В 1971–1980гг. пробурены и закончены строительством 9 глубоких поисковых и разведочных скважин, 9 структурно–поисковых скважин. В 1973г. при испытании скважины № 6Г получен приток газа. По данным опробования глубоких и структурных скважин на месторождении установлено три газовых залежи в верхнетурнейских, нижневизейских и нижнепермских отложениях.

Поисковое бурение на площади Анабай проводилось в период с 1979 по 1982гг. Пробурено 6 поисковых скважин (1, 2, 3, 4, 5, 6) с проектными глубинами 3300–3500м (C_{1t}, D₂₋₃). В 1980г. при бурении скважин № 1 и № 2 установлена газоносность нижнего карбона (средневизейский подъярус) и верхнего девона (фаменский ярус). Всего на площади работ пробурены 9 скважин (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10) общим метражом 30538 м.

За период 1972–74гг. на площади Жаркум пробурены 3 поисковые скважины с целью изучения геологического строения структуры, литолого–стратиграфического разреза, выяснения перспектив нефтегазоносности девонских, каменноугольных и пермских отложений. В скважине 1, с фактическим забоем 2788 м, получен промышленный приток газа из нижневизейского горизонта с максимальным дебитом 74,94 тыс. м³/сут.

В 1968-70гг. в целях поиска газовых месторождений на структуре Кумырлы были пробурены 12 поисковых скважин с вскрытием девонских и карбоновых отложений.

Непосредственно на контрактной территории ТОО «Taraz Investment» в 1982-1983 годах пробурено 5 скважин (Бекмурат 1, 2, 3, 4 и Бестас 1). Информация предоставлена по трем скважинам: Бекмурат 1, 3 и Бестас 1, с фактическими глубинами от 1795м до 2245м.

Буровая изученность

Таблица 3.1.4.

№№ пп	№ скважин, наименование площади	Категория скважины	Дата бурения <u>начало</u> <u>конец</u>	Проектная <u>глубина</u> горизонт	Фактическая <u>глубина</u> горизонт	Конструкция скважины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояния скважины (ликвидированная, законсервированная)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1 Бекмурат	поисковая	<u>01.10.1982г.</u> 06.02.1983г.	<u>2400м</u> D ₁₋₂	<u>2245</u> D ₁₋₂	299мм*273м ВПЦ устье; 219мм*1125,6м, ВПЦ устье; В инт 1000-1050м установлен цем. мост.	в процессе бурения в испытаны инт. 1757- 1891 м; 1823-2095 м притоки не получены. Скважи- на ликвидирована
2	3 Бекмурат	поисковая	<u>14.11.1982г.</u> 09.03.1983г.	<u>2400м</u> PZ ₁	<u>2230</u> PZ ₁	299мм*285м, ВПЦ устья; 219мм*1077м, ВПЦ 296м от устья. В инт 950-1000м установлен цем. мост.	в процессе бурения испытаны инт. 1754- 1917 м приток не получен, 1827-1979 м – получен приток воды. Скважина ликвидирована
2	1 Бестас	поисковая	<u>10.03.1982г.</u> 24.05.1982г.	<u>2400м</u> D ₂₋₃	<u>1795м</u> D ₁₋₂	299мм*272м, ВПЦ устье 219мм*779м ВПЦ устье. В инт 740-775м установлен цем. мост.	в процессе бурения в испытан интервал 1500-1600 м где приток не получен. Скважина ликвиди- рована

Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

Таблица 3.1.5

№.№ п/п	Наименование площади	Проект предшествующего этапа или стадии разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на площади
				Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Бекмурат	Поисковый	16.07.1982г.	<u>3скв.</u> 4скв.	<u>2400м (PZ₂₋₃)</u> 2230-2245м (PZ ₂)	<u>1982г</u> 1984г.	Продуктивные горизонты в пробуренных скважинах не выявлены
2	Бестас	Поисковый	29.12.1981г.	<u>2скв.</u> 1 скв	<u>2400м (D₂₋₃)</u> 1795м (D ₁₋₂)	<u>1982г.</u> -	Продуктивные горизонты в пробуренных скважинах не выявлены
3	Бекмурат	Поисковый, «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат»	01.08.2019г	<u>2скв.</u> -	<u>2400м (D₂₋₃)</u> -	<u>2019г.</u> 2025г	По результатам сейсмики 2Д (2020г) местоположение скважин было изменено.

3.2 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На контрактной территории ранее пробурены 5 скважин, из них по трем предоставлена информация. В пробуренных скважинах вскрытый разрез изучен стандартным и полным комплексом ГИС, отобран керн при бурении и флюиды при опробовании в открытом стволе.

3.3. Геофизические и геохимические исследования.

Таблица 3.3.1.

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1 Бестас	1982	780м	Стандартный каротаж (ПС, КС, БК, кавернометрия, инклинометрия)	М 1:500	270-780м	
			ГК, НГК		0-780м	
		1795м	Полный комплекс ГИС (ПС,КС,БК, БКЗ, АК, ИК, МБК, термометрия, инклинометрия, кавернометрия)	М 1:200 и 1:500	780-1795м	
1 Бекмурат	1982	1125,6	Стандартный каротаж (ПС, КС, БК, кавернометрия, инклинометрия, ГК, НГК)	М 1:500	273-1125,5м	
		2245	Полный комплекс ГИС (ПС,КС,БК, БКЗ, АК, ИК, МБК, термометрия, инклинометрия, кавернометрия)	М 1:200 и 1:500	1125,6-2245м	
3 Бекмурат	1982-1983	1077м	Стандартный каротаж (ПС, КС, БК, кавернометрия, инклинометрия, ГК, НГК)	М 1:500	285-1077м	

		2230м	Полный комплекс ГИС (ПС,КС,БК, БКЗ, АК, ИК, МБК, термометрия, инклинометрия, кавернометрия)	М 1:200 и 1:500	1077-2230м	
--	--	-------	--	-----------------	------------	--

3.4. Лабораторные исследования

Таблица 3.4.1

№№ пп	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов, (проб)	Организация, выполнившая исследования
1	2	3	4	5
1	Пластовая вода	л	3	ЦЛ «Казгидрогеология»
2	Петрографический анализ	образец	7	ЦХЛ ИГН Алматы
3	Микрофаунистический анализ	образец	4	
4	Палинологический анализ	образец	8	

4.ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА.

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

В пределах Миштинской впадины вскрыты отложения верхней части нижнего-среднего девона, верхнего девона, карбона и перми, перекрытые с угловым несогласием отложениям мезокайнозоя (Рис.4.1., 4.2.).

Разрез верхней части нижнего-среднего девона, вскрыт скважинами 1 и 102 Амангельди и представлен грубообломочными и пестроцветными, крупнозернистыми очень крепкими кварц-полевошпатовыми песчаниками (скважина 102) и сильно уплотненными, частично рассланцованными, трещиноватыми аргиллитами. Окраска пород красноватая и пестрая, обломки слабоокатанные представлены изверженными и метаморфизованными породами.

Максимальная вскрытая толщина составляет 557 м в скважине 102 Амангельди.

*Девонская система.
Верхний отдел.*

Фаменский ярус представлен красноцветной терригенной толщей: песчаниками и гравеллитами с маломощными прослоями аргиллитов и конгломератов. В верхней части разреза встречаются пропластки ангидрита, вероятно, стратиграфические аналоги девонской соленосной толщи Нижне-Шуйской депрессии. Толщина отложений составляет 214 м в скважине 1 и 232 м в скважине 102 Амангельди.

Каменноугольная система.

Каменноугольное отложения представлены нижним и нерасчлененным средне-верхним отделами.

Нижний отдел представлен турнейским, визейским и серпуховским ярусами.

Турнейский ярус со стратиграфическим несогласием перекрывают породы верхнего девона. Разрез представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с редкими прослоями доломитов и мергелей. Нижняя часть разреза представлена пестроцветными песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники вишнёво-коричневые, вишнёво-серые, мелкозернистые, в различной степени карбонатизированные.

Алевролиты вишнёво-коричневые, тёмно-серые, глинистые, очень крепкие, карбонатные, с горизонтальной волнистой слоистостью.

Аргиллиты тёмно-серые, чёрные, очень плотные, некарбонатные, слоистые, трещиноватые.

В средней части разреза в подчинённом количестве присутствуют прослои алевролитов.

Верхняя часть разреза представлена тёмно-серыми и пестроцветными аргиллитами с прослоями мелко-, тонко- и среднезернистых полимиктовых песчаников на кремнистых и глинистых цементах.

Турнейские отложения на полную мощность пройдены на структуре Амангельды скважинами 1 и 102 и составляют 321 м и 314 м, соответственно на площади Жаркум толщина этих отложений достигает 250м, а на Айракты в скважине 1 составляет 350 м.

Визейский ярус подразделен на три подъяруса.

Нижний подъярус представлен сероцветными песчаниками и аргиллитами, с пропластками углей и обильным включением обуглившихся растительных остатков по плоскостям наслоения и гнездами пирита, которые вверх по разрезу сменяются аргиллитами с прослоями известняка. Верхняя часть разреза представлена, в основном, известняками, доломитами и мергелями с прослоями аргиллитов и алевролитов. Толщина подъяруса достигает до 327 м на Амангельди, на Айрактах-121 м, а на Жаркуме - 89 м.

Средневизейский подъярус подразделяется на три пачки: нижнюю сульфатно-терригенную, среднюю терригенно-карбонатную и верхнюю сульфатно-карбонатную.

Сульфатно-терригенная пачка сложена переслаиванием тёмно-серых аргиллитов, глинистых известняков и редко маломощных песчаников. В

основании пачки залегает пласт ангидрита мощностью до 12 м. Толщина пачки 50-70 м.

Терригенно–карбонатная пачка представлена переслаиванием песчаников, аргиллитов, известняков чёрных, тёмно- и зеленовато-серых. Песчаники полимиктовые, кварц-полевошпатовые с эффузивными обломками. Известняки глинистые. Присутствуют включения пирита и ангидрита. Толщина пачки 50-60 м.

Сульфатно–карбонатная пачка сложена известняками с прослоями аргиллитов, доломитов и желваками ангидритов, развитыми в основании и кровле пачки. Известняки тёмно–серые до чёрных, плотные, скрытокристаллические, прослоями доломитизированные и глинистые. Общая толщина отложений среднего визе на месторождении Амангельды от 145-170 м, на Жаркуме 148 – 165 м., на структуре Айракты изменяется от 141 м (скв.3) до 153 м (скв.6).

Верхневизейский подъярус сложен преимущественно карбонатно-терригенными отложениями–известняками, доломитами, мергелями с прослоями чёрных аргиллитов и серых алевролитов. Известняки тёмно–серые, глинистые, часто с фауной брахиопод и мшанок. Встречаются желваки ангидрита и тонко рассеянный пирит.

В разрезе присутствуют маломощные прослои песчаников мелкозернистых кварц-полевошпатовых и прослои ангидритов мощностью до 2 м. Толщина верхневизейских отложений на месторождении Амангельды – 150 м, на Айракты от 107,5 м (скв. 2) до 117,5 м (скв. 1), на структуре Жаркум порядка 180 м.

Серпуховский ярус представлен серыми и темносерыми известняками, доломитами, в верхней части ангидритизированными черными аргиллитами с фауной. Толщина яруса изменяется в пределах 134-159 м. на Амангельди и достигает 236 м на Айракты.

Нерасчлененные отложения среднего-верхнего карбона представлены пестроцветной терригенной толщей с базальным слоем конгломерата в основании. Толщина отложений изменяется от 377 м до 537 м. на площади Амангельды, на площади Айракты 378 м.

Пермская система.

Отложения перми представлены двумя отделами. Нижний отдел по литолого-фациальной характеристике подразделяется на две толщи: подсоленосную и соленосную. Верхний отдел выделен в составе надсоленосной толщи. Подсоленосная толща представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, часто с сульфатизированными включениями ангидрита, и перекрывается она соленосной толщей. Толщина отложений изменяется от 242 м до 412 м. Соленосная толща представлена переслаиванием галита с красноцветными сульфатизированными терригенными породами. Толщина соленосных пластов увеличивается от свода к крыльям структур. Толщина отложений изменяется от 210 м до 510 м. по Амангельды, на площади Жаркум она составляет 170-185 м. Надсоленосная

толща верхней Перми с угловым несогласием и разрывом залегает на подстилающих отложениях соленосной толщи и представлены красноцветными окремненными алевролитами и сульфатизированными аргиллитами. Толщина отложений изменяется от 188 м до 346 м на площади Амангельды, на площади Жаркум-330-350 м, на площади Айрақты достигает 380-430 м.

Мезо-кайнозойские отложения представлены переслаиванием песков, глин и алевролитов. Толщина отложений изменяется от 256 м до 460 м и более.

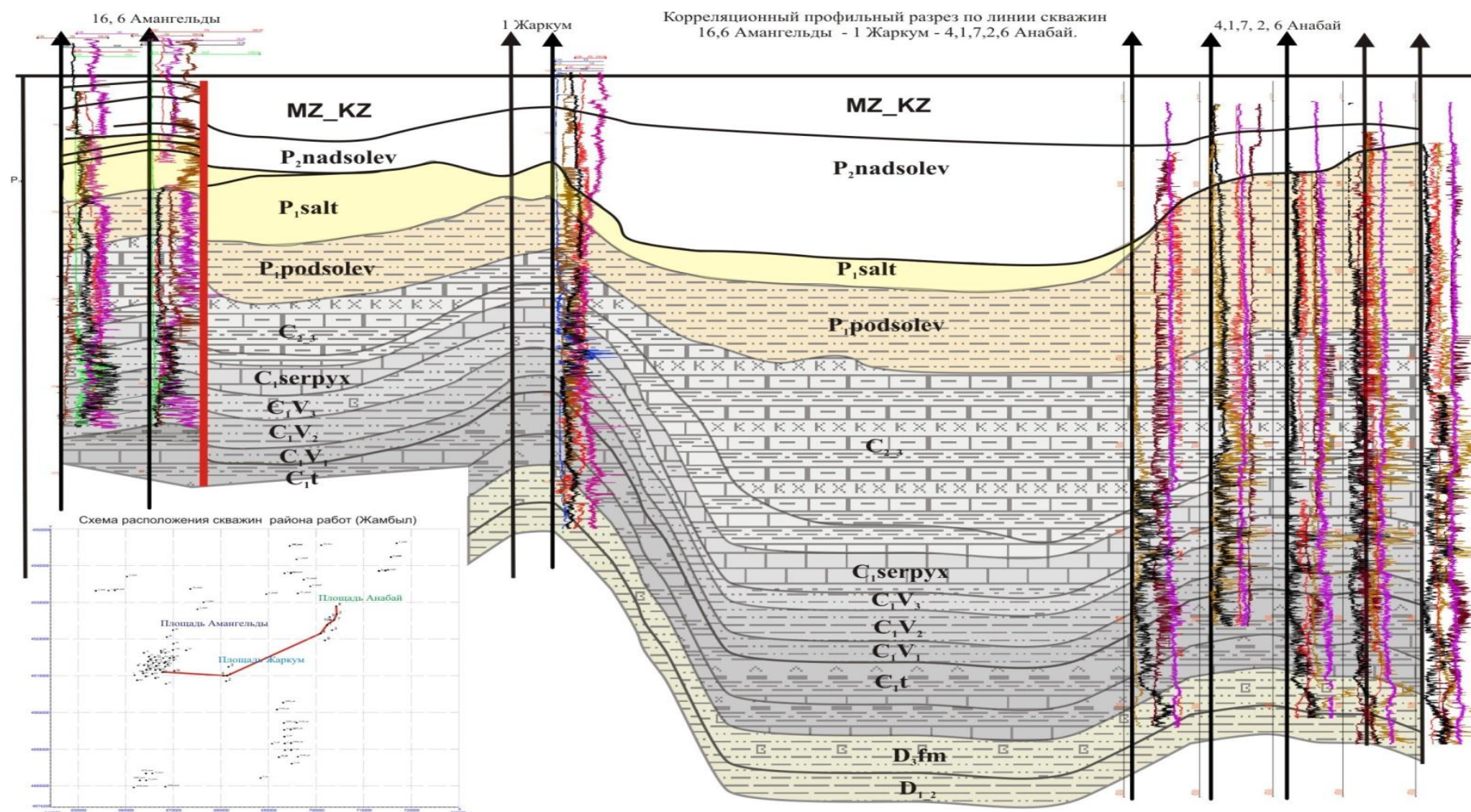


Рис 4.1 Корреляционный профильный разрез через скважины

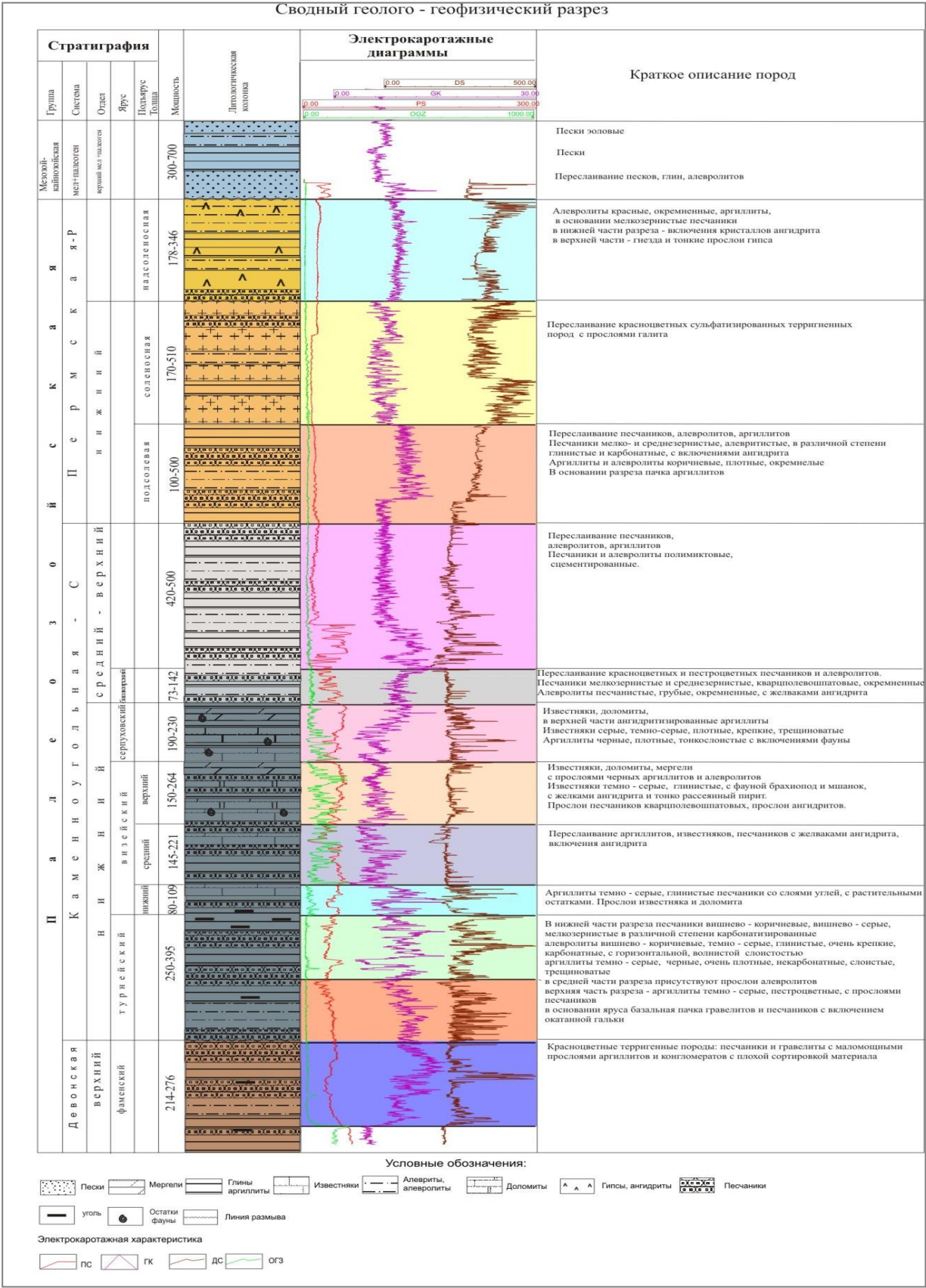


Рис 4.2 Сводный геолого-геофизический разрез

**Стратиграфия ранее пробуренных скважин
на контрактной территории**

таблица 4.1.1.

Возраст	Номера скважин		
	Бекмурат 1	Бекмурат 3	Бестас 1
Мезо-Кайнозой	0-392	0-395	0-264
Толщина, м	392	395	264
Верхнепермский – P_2	392-663	395-660	264-1186
Толщина, м	271	265	922
Нижнепермский , сакмарский ярус P_{1s}	663-1085	660-1065	
Толщина, м	422	405	
Нижний пермь + средне-верхний карбон P_1+C_{2-3}	1085-1460	1065-1450	264-1186
Толщина, м	375	385	922
Средний карбон, C_2	1460-1635	1450-1752	1186-1260
Толщина, м	175	302	74
Нижний карбон, серпуховский ярус C_{1sr}	1635-1752		1260-1360
Толщина, м	117		100
Нижний карбон , средне-верхневизейский подярус C_{1v2+3}	1752-1877	1752-1865	1360-1510
Толщина, м	125	113	150
Нижний карбон , нижневизейский подярус C_{1v1}	1877-1960	1865-1980	1510-1605
Толщина, м	83	115	95
Нижний карбон , вернетурнейский подярус C_{1t2}	1960-2040	1980-2075	
Толщина, м	80	95	
Нижний карбон , нижнетурнейский подярус C_{1t1}	2040-2118	2075-2108	1605-1690
Толщина, м	78	33	85
Верхний девон, D_3	2118-2170	2075-2108	1690-1795
Толщина, м	52	33	105
Палеозой –(PZ)	2170-2245	2108-2230	
Толщина, м	75	122	
Фактический забой,м	2245	2230	1795
Альтитуда ротора скважины,м	351	381	357
Высота стола ротора скважины,м	6,0	6,0	6,0
Альтитуда земли, м	345	375	351

4.2. Тектоника

Район работ относится к северо-западной части Мойынкумской впадины, которая является структурой второго порядка Шу-Сарысуйского бассейна, расположенной между южным окончанием Казахской складчатой системы и передовыми каледонскими антиклинориями северного Тянь-Шаня (Большой и Малый Каратау, Киргизский антиклинорий). Она ориентирована на северо-запад, имеет размеры около 30 000 км² и осложнена многочисленными валами, прогибами и локальными структурами (рис. 4.2.1.-4.2.2.).

Результаты региональных геофизических исследований и параметрического бурения показывают, что складчатый фундамент синеклизы обладает неоднородным строением, в связи с тем, что он многократно перестраивался под влиянием геологических процессов.

В пределах Шу-Сарысуйского осадочного бассейна выделяют добайкальские погруженные массивы с добайкальским фундаментом (Муюнкумский и Улутауский), разделенные Макбельским каледонским поднятием (Тастинское и Таласское поднятие).

Непосредственно Муюнкумская впадина, которая является объектом исследований в данном проекте, расположена в юго-восточной части Шу-Сарысуйского осадочного бассейна. Исследователями она рассматривается в рамках крупного блока, ограниченного разломами и флексурами по структурной поверхности каледонского фундамента, который в пределах прогиба залегает на глубинах от 2500 м до 4300 м, плавно погружаясь с юга на север (рис. 4.2.2.).

Складчатый фундамент во впадине скважинами не вскрыт, за исключением скважины 12-С Акыр-Тюбе. Здесь кристаллический фундамент является продолжением Макбельского антиклинория.

В основании разреза Мойынкумской впадины повсеместно развита осадочно-вулканогенная формация девона, которая выделяется в качестве самостоятельного яруса, сформированного в эпигеосинклинальном орогенном тектоническом режиме (ранне-орогенном нижне-среднего девона и поздне-орогенном живецко-франского веков).

В условиях платформенного режима формировались вышележащие отложения верхнего девона, карбона и перми, которые подвергались незначительной переработке позднегерцинскими тектоническими блоковыми движениями. Активность указанных тектонических движений была обусловлена близостью интенсивных орогенных дислокаций в пределах горных сооружений, обрамляющих впадину. С юга на север, так же как и поверхность залегания фундамента, увеличивается глубина залегания нижнекарбонных отложений.

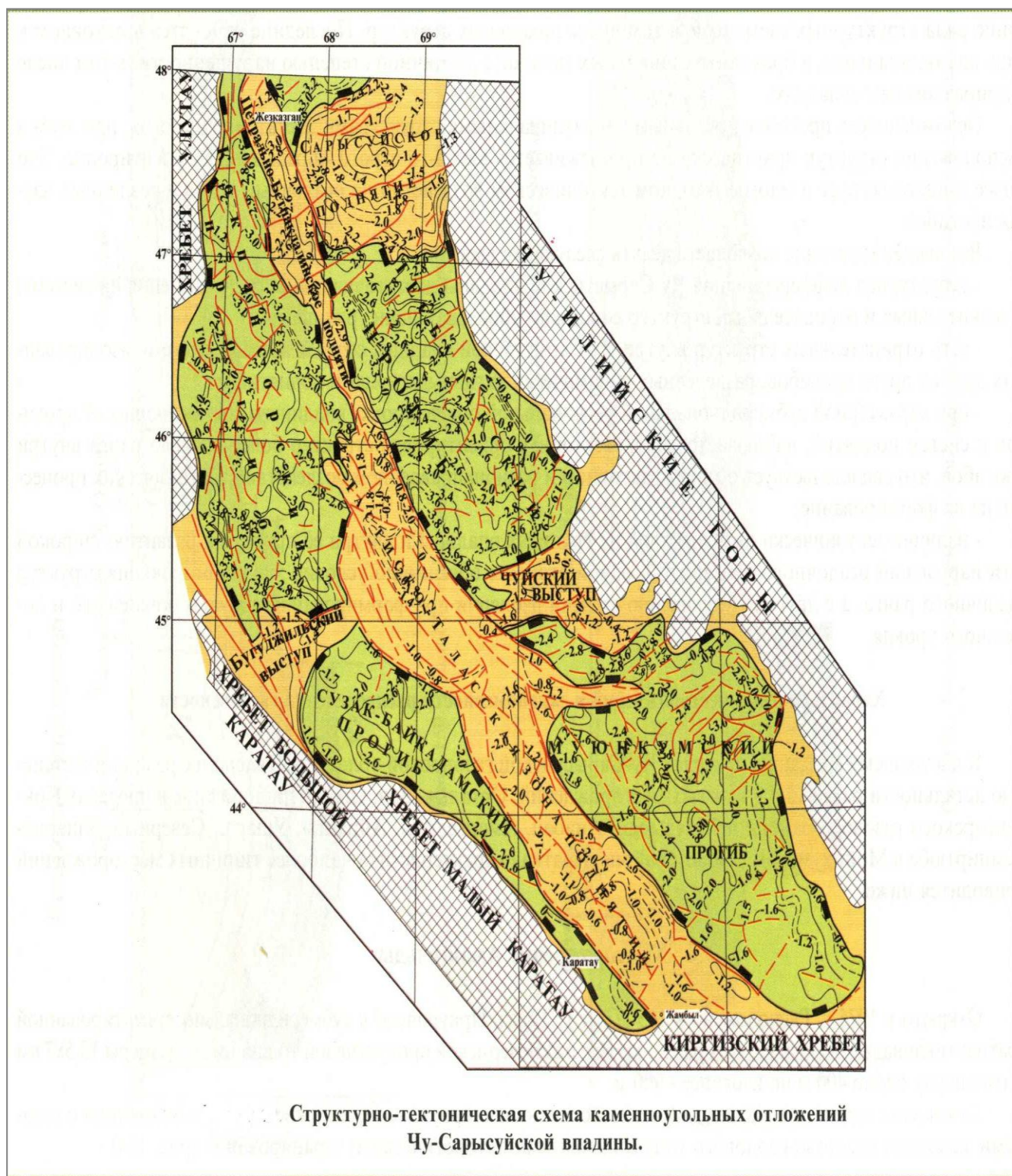


Рис. 4.2.1 Структурно-тектоническая схема каменноугольных отложений Шу-Сарысуйского бассейна

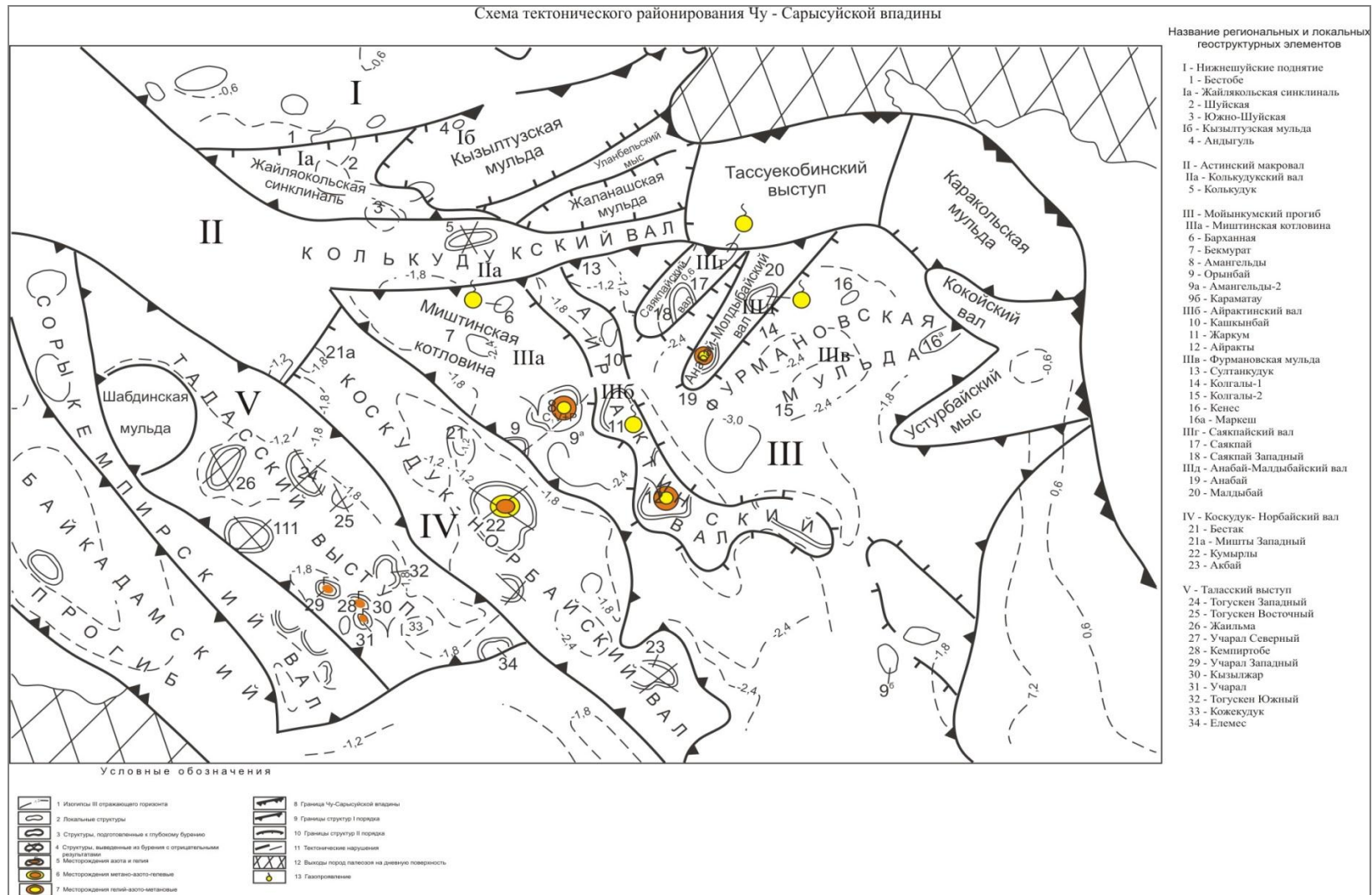


Рис 4.2.2. Схема тектонического районирования Шу-Сарысуйского бассейна



Рис. 4.2.3. Структурно-тектоническая схема Мойынкумской впадины

Платформенные образования отделены от осадочно-вулканогенных формаций региональным перерывом в осадконакоплении, стратиграфическим и угловым несогласием, обусловленным сменой орогенного тектонического режима платформенным.

Накопление средне - верхнепалеозойских отложений в Шу-Сарысуйском бассейне происходило в условиях дифференцированных движений отдельных блоков на фоне общего эпейрогенического погружения всей территории. В конце перми, начале мезозоя под влиянием заключительных фаз складчатости герцинского тектогенеза дифференциальные движения блоков фундамента сменилось общим поднятием.

Этими движениями, толща среднего-верхнего палеозоя была смята в пологие складки, разорвана серией нарушений с унаследованным развитием структурного плана.

В позднепермское время выделенные на поверхность верхние толщи герцинского промежуточного этажа подвергались интенсивному размыву. С верхнего мела началось отложение платформенного мезозойско-кайнозойского чехла небольшой мощности с малыми углами падения, в условиях трансгрессии моря.

По формационному признаку породы промежуточного этажа между фундаментом и верхним платформенным этажом подразделяются на: молассовую терригенно-эффузивную нижнего-среднего низов верхнего девона, галогенно-терригенную верхнего девона, карбонатно-терригенную нижнего карбона, преимущественно терригенную среднего-верхнего карбона и галогенно-терригенную пермского возраста.

Муонкумская впадина осложнена целым рядом положительных структур второго порядка (рис. 4.2.3.). Одним из них является крупный структурный элемент нижекарбонового заложения, имеющий северо-западное простирание - Муонкумский вал. На этом валу располагаются структуры Жуалы, Айракты, Жаркум, Кашкынбай.

В раннепермское время, а в последующем и в позднепермское время, Муонкумский прогиб был осложнен положительными элементами северо-восточного простирания. Одним из таких крупных элементов является Таскудукский вал, который осложнен локальными структурами третьего порядка: Бестас, Орынбай, Амангельды, Жаркум, Кашкынбай, Саякпай, Бособа и Сулушоки. При этом структура Жаркум находится на пересечении двух практически ортогонально расположенных валов. Поэтому ее простирание отличается от простирания обоих валов, занимая промежуточное положение.

Двумя валообразными выступами – Таскудукским (северо-восточного простирания) и Муонкумским (северо-западного простирания) впадина расчленяется на мульды Миштинскую (на северо-западе), Фурмановскую и Айрактинскую (на востоке и юго-востоке). Локальные структуры приурочены к валообразным выступам и осложняют внутренние части

синклинальных форм. В пределах последних также имеются подчиненные структурные выступы, осложненные локальными складками. Локальные структуры приурочены, в основном, к разломам фундамента, которые в отложениях среднего-верхнего палеозоя проявляются также разломами и флексурами.

Структура Бекмурат расположена в зоне сочленения Миштинского прогиба с Коскудук – Норбайским валом Таласского поднятия (на периклинали Коскудук – Норбайским вала).

Миштинская котловина вытянута в северо-западном направлении вдоль вала и структурой Амангельды разделена на две мульды : юго-восточную с размерами 25*25 км и северо-западную с размерами 50*50км. Коскудук – Норбайским вал протяженностью 70км осложнен в своде структурой Кумырлы, а на его северо-западном погружении в сочленении с Миштинской котловиной расположены структуры Орынбай, Бестас, Бекмурат . во внутренней части котловины находится структура Барханная.

Площадь Бекмурат расположена к северо-западу от газового месторождения Кумырлы, и к западу от месторождения Амангельды.

На данном этапе исследований участка Бекмурат, по результатам проведенных в 2020г сейсморазведочных работ 2Д, наиболее полно изучено геологическое строение палеозойского комплекса отложений, и структурные построения выполнены по пяти отражающим горизонтам (ОГ): II (подошва соленосной толщи – кровля терригенных отложений нижней перми), IIIк (кровля известняков серпуховского яруса – подошва средне-верхнекарбоновых отложений), III (подошва нижневизейского подъяруса нижнего карбона), IV (подошва турнейских отложений - кровля девонских отложений) и Pz (поверхность додевонских отложений - фундамент) (граф. приложения 2-6).

Непосредственно на Контрактной территории участка Бекмурат условно выделены структуры **Западный** и **Восточный Бекмурат**, которые до настоящего времени не были охвачены сейсморазведочными работами.

Ниже приводится геологическое описание указанных структур по каждому из вышеупомянутых горизонтов.

По **II отражающему горизонту** (подошва соленосной толщи – кровля терригенных отложений нижней перми) на рассматриваемой территории в районе структуры Западный Бекмурат выделяется брахиантиклиналь, вытянутая в субмеридиальном направлении с амплитудой менее 10 м (изогипса 60 м) (граф.прилож. 2). Её размеры по указанной изогипсе составляют порядка 2.1 х 1.0 км. В юго-западном направлении от этой брахиантиклинали на профиле В_20_03 по сейсмическим данным фиксируется ещё одна брахиантиклиналь, вытянутая в северо-восточном направлении. Её размеры по изогипсе 90 м составляют порядка 2.0 х 1.0 км с амплитудой поднятия около 15 м.

Следует отметить, что аномалия по ЯМР (предполагаемые наземные контуры залежи) на картах по всем отражающим горизонтам занимает значительную часть западной части исследуемой территории (район

структуры Западный Бекмурат), вытянута в субмеридиональном направлении, и её размеры составляют порядка 8.75 x 5.0 км (граф.прилож. 2-6).

Структура Восточный Бекмурат, расположенная соответственно в восточной части рассматриваемой территории, по II отражающему горизонту представлена в виде пологой структурной террасы.

По **IIIк отражающему горизонту** (кровля известняков серпуховского яруса – подошва средне-верхнекарбонных отложений) структура Западный Бекмурат представлена в виде малоразмерной антиклинали, вытянутой в субмеридиональном направлении. Её размеры по изогипсе -350 м составляют порядка 0.9 x 0.45 км при амплитуде поднятия менее 10 м (граф.прилож. 3).

В западной части исследуемой площади и западнее от антиклинали Западный Бекмурат по IIIк отражающему горизонту по сейсмическим данным отмечается региональный субмеридиональный разлом (вблизи палеозойского выступа).

В северо-восточном направлении от антиклинали Западный Бекмурат по IIIк отражающему горизонту также локализуется антиклиналь, вытянутая в субмеридиональном направлении. Её размеры по изогипсе -390 м составляют порядка 2.0 x 0.5 км при амплитуде поднятия менее 10 м.

Вблизи от вышеотмеченного регионального разлома по IIIк отражающему горизонту и в северо-западной части от структуры Западный Бекмурат отмечается узкая брахиантиклиналь, вытянутая в субмеридиональном направлении. Её размеры по изогипсе -290 м составляют порядка 2.8 x 0.75 м при амплитуде поднятия около 15 м. В районе юго-западной части профиля В_20_03 также отмечается брахиантиклиналь, ограниченная с северо-востока региональным нарушением и вытянутой в субмеридиональном направлении. Размеры этой брахиантиклинали по изогипсе -190 м составляют порядка 3.5 x 1.0 км с амплитудой поднятия более 15 м.

В северо-западной части по IIIк отражающему горизонту, также в западном направлении от регионального разлома по кровле известняков серпуховского яруса отмечается моноклинальное воздымание пород в северо-западном направлении.

На структуре Восточный Бекмурат по IIIк отражающему горизонту отмечается погружение пород кровли известняков серпуховского яруса в южном направлении.

На карте по **III отражающему горизонту** (подошва нижневизейского подъяруса нижнего карбона) структура Западный Бекмурат представлена в виде антиклинали, ограниченной с северо-запада субмеридиональным разрывным нарушением (граф.прилож. 4). Размеры этой антиклинали по изогипсе -1250 м составляют порядка 1.0 x 1.0 км при амплитуде поднятия около 10 м.

В западной части площади исследований и западнее-северо-западнее от антиклинали Западный Бекмурат по III отражающему горизонту по сейсмическим данным выделяется 2 субмеридиональных нарушения и почти

моноклинальное воздымание пород нижневизейского подъяруса нижнего карбона в северо-западном направлении.

В восточной части рассматриваемой территории, в районе структуры Восточный Бекмурат по III отражающему горизонту по сейсмическим данным представлена антиклиналь собственно Восточный Бекмурат. Данная антиклиналь ограничена с севера и запада разнонаправленными субмеридиональными нарушениями. Размеры данной антиклинали по изогипсе -1235 м составляют порядка 0.8 x 1.3 км с амплитудой поднятия не более 5 м.

По IV отражающему горизонту (подошва турнейских отложений - кровля девонских отложений) структура Западный Бекмурат представлена как антиклиналь, ограниченная с северо-запада разрывным нарушением северо-восточного направления (граф.прилож. 5). Размеры этой антиклинали по изогипсе -1530 м составляют порядка 1.38 x 1.37 км при амплитуде поднятия около 17 м.

В западной части площади исследований и западнее-северо-западнее от антиклинали Западный Бекмурат по IV отражающему горизонту, также как и по III ОГ, выделяется 2 субмеридиональных нарушения и почти моноклинальное воздымание пород подошвы турнейских отложений в северо-западном направлении.

Структура Восточный Бекмурат по IV отражающему горизонту представлена в виде антиклинали, ограниченной с северо-запада и юго-запада субмеридиональными нарушениями. Размеры этой антиклинали по изогипсе -1430 м составляют порядка 1.6 x 1.5 км при амплитуде поднятия около 17 м.

По подошве девонских отложений (кровля фундамента) - Pz отражающий горизонт, (граф.прилож. 6) структура Западный Бекмурат представлена в виде пологой структурной террасы, слегка вытянутой в северо-восточном направлении и ограниченной с северо-запада разрывным субмеридиональным разломом. В связи с этим, перспектива её на нефть и газ по девонским отложениям практически нулевая.

Структура Восточный Бекмурат по Pz отражающему горизонту (граф.прилож. 6) выделяется в виде антиклинали, ограниченной субмеридиональными разломами северо-западного и юго-восточного направления соответственно. Размеры антиклинали по изогипсе -1570 м составляют порядка 1.6 x 1.4 км (изогипса -1570 м). Амплитуда поднятия около 17 м.

Следует отметить, что структуры Западный и Восточный Бекмурат по палеозойским отложениям могут представлять определённую перспективу на углеводороды (преимущественно газ). В связи с этим, на указанных структурах рекомендуется бурение поисково-разведочных скважин Р-1 (Западный Бекмурат) и Р-2 (Восточный Бекмурат).

Также можно отметить, что судя по представленным структурным построениям, выявленные аномалии по ЯМР (по данным «детального дистанционного обследования нефтегазоконденсатной залежи методом

зондирования с применением эффекта ядерно-магнитного резонанса (InGeo)»), указывающие на высокую перспективу этой площади на углеводороды (газ, нефть, газоконденсат), на структуре Западный Бекмурат в плане смещены на северо-запад от свода этой структуры. И данные аномалии, по заключению Исполнителей данной работы, скорее всего, связаны с наличием в разрезе палеозойских образований тектонических нарушений, которые и обусловили данную интенсивную аномалию.

4.3 Газоносность

Перспективы Муюнкумской впадины доказаны открытием ряда месторождений и залежей природного газа азотного, азотно-углеводородного и углеводородного состава с низким содержанием конденсата преимущественно в двух газоносных комплексах, приуроченных к нижнекаменноугольным и нижнепермским отложениям.

Притоки газа здесь получены на структурах Жаркум, Жуалы, Саякпай, Малдыбай, Анабай. Разведаны месторождения Айракты, Амангельды (юго-восточный борт Миштинского прогиба).

Газоносные коллектора в Муюнкумской впадине содержат:

- подсолевые отложения фамена (Анабай);
- отложениям турнейского яруса;
- нижневизейский подъярус;
- средне- и верхневизейские подъярусы;
- серпуховский ярус;
- подсолевая толща нижней перми;
- межсолевая терригенная пачка соленосной толщи перми.

Газоупором является соленосная толща нижней перми за исключением юго-восточных прибортовых зон, где она замещается фациальными аналогами сульфатно – терригенного состава, а также глинистые и глинисто-карбонатные засульфатизированные прослои в нижнем карбоне.

Региональным флюидоупором являются также отложения серпуховского яруса (карбонатно–аргиллитовая пачка) и среднего – верхнего карбона. Даже песчаники и алевролиты в них плотно сцементированы глинистым и сульфатным цементами, они имеют параметры покрышек высокого качества.

Результаты исследований коллекторских толщ и условия залегания их среди газоупорных отложений в комплексе с геохимическими данными позволяют высоко оценить перспективы газоносности среднего-верхнего палеозоя Муюнкумского прогиба. О верхнедевонских отложениях, с точки зрения наличия в них залежей газа, возможно, и нефти, в настоящее время не имеет достаточных данных, доказывающих как высокую их перспективность, так и бесперспективность.

Стратиграфическая приуроченность газоносных коллекторов в Муюнкумской впадине изменяется в диапазонах: подсолевые отложения фамена (Анабай), турнейский ярус, нижневизейский подъярус, подсолевая

толща нижней перми и межсолевая терригенная пачка соленосной толщи перми.

На месторождении Амангельды открыты залежи газа в отложениях верхнего турне, нижнего визе, серпуховского яруса и нижней перми (подсолевая толща).

Газ содержится в коллекторах трещинного, гранулярного порового типов; тип залежей пластовый, сводовый, тектонически и литологически экранированный.

Покрышками для залежей явились пачка аргиллитов со слоями каменного угля (верхний турней), слои ангидритов мощностью до 5-6 м (нижний визей), карбонатно-аргиллитовая пачка с прослоями и линзами ангидрита (серпуховский ярус), соленосная толща перми, а также засоленные терригенные породы (пермская залежь).

Залежи газа на месторождении Анабай установлены в отложениях фаменского яруса, нижневизейского подъяруса, средне - и верхневизейского подъярусов и серпуховского яруса.

На структуре Анабай в скв. 1 получен приток газа из отложений среднего визе дебитом 21 тыс. м³/сут. при штуцере 9 мм. После солянокислотной обработки дебит увеличился до 86 тыс. м³/сут.

Газовая залежь находится в карбонатных отложениях, представленных терригенно-карбонатной и сульфатно-карбонатной пачками. Покрышкой являются глинистые известняки. Мощность пачек увеличивается на север: со 135 м до 164 м – терригенной и с 70 до 86 м – карбонатной. Среднеарифметическое значение (по 69 образцам) открытой пористости для терригенной пачки равно 3,21%, по карбонатной (по 386 образцам) - 2,3%. Проницаемость 0-0,36 мД. В керне описаны незалеченные трещины.

Кроме того, на Анабае в скв. 2 с глубины 3500 м (фаменский ярус) получен газ дебитом 200 тыс.м³/сут. Одновозрастные отложения в скважинах 3 (3519-3542 м), 4 (3428-3451 м), 5 (3440-3476 м), 6 (3600-3623 м), 7 (3445-3472 м) отсутствуют. Отложения фамена при испытании притока газа не дали. В скважине 7 на записи диаграммы глубинного манометра отмечено незначительное поступление жидкости из пласта.

Из нижневизейских отложений в скв.1 (интервал 2708,2-2815,6 м) в открытом стволе был получен приток газа дебитом (визуально) около 40 тыс.м³/сут, однако в колонне он не превышал 1-2 тыс.м³/сут.

В остальных отмечались лишь слабые газопроявления. Визейская газовая залежь находится в карбонатных отложениях, представленных терригенно-карбонатной и сульфатно-карбонатной пачками. Покрышкой являются глинистые известняки. Мощность пачек увеличивается на север. В керне описаны незалеченные трещины. Эта залежь поставлена на Госбаланс Республики Казахстан. Слабые выделения газа наблюдались из серпуховских отложений.

На структурах Бестобе и Кумырлы в разрезах скважин 52, 48, 348, 352 и др. повсеместно установлена капельножидкая нефть, содержащая 45,09%

смола, 54,1 масел и 0,8% асфальтенов. Аналогичные включения отмечены в разрезах скважин куполов Казангап. Кентарал и Тантай в интервале глубин от 360 до 530 м. В скважине 348, пробуренной в своде структуры Кумырлы, в визейских алевролитах установлены примазки слабосернистой нефти темно-коричневого цвета, содержащей 80% масел и 20% смола.

На контрактной территории ТОО «Taraz Investment» ранее были пробурены скважины Бекмурат 1,2,3,4; Бестас 1. В процессе бурения были испытаны нижеследующие интервалы:

В скважине Бекмурат 1 комплектом КИИ -145 в открытом стволе испытаны интервалы

- 1757-1891 м пласт «сухой».
- 1823-2095м пласт «сухой».

Бекмурат 3 :

- 1754-1917м пласт «сухой».
- 1827-1979м получен приток воды.

Бестас 1:

- 1500-1600м пласт «сухой».

На основании результатов работ, представленных компанией «InGeo» (Украина, 2018 г.), в пределах территории участка Бекмурат, по данным «детального дистанционного обследования территории методом зондирования с применением эффекта ядерно-магнитного резонанса" (ЯМР), выявлена интенсивная аномалия, которая, возможно, указывает на высокую перспективу этой площади на углеводороды (газ, нефть, газоконденсат).

4.4 Гидрогеологическая характеристика

В Моинкумской впадине комплексное гидрогеологическое исследование палеозойских водонапорных комплексов не проводилось. Притоки воды были получены при испытании отдельных скважин на площадях Амангельды, Айракты, Жаркум, Кышкынбай которые дают представление о гидродинамическом режиме и составе пластовых вод.

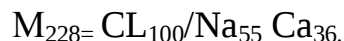
Гидрогеологический регион относится к замкнутой гидродинамической системе с затрудненным водообменом. По характеру пластовые воды метаморфизованны, близки к седиментационным с последующим обогащением солевыми компонентами, с пьезометрическим напором близким к относительной отметке поверхности. судя по геологическому строению, по химизму и анпору в разрезе можно выделить 4 водонапорных комплекса.

Первый водонапорный комплекс – охватывает водоносные горизонты девона+нижнего карбона, крытого скважинами 3 Амангельди, 1С Саякпай, 1П Колькудук, 2 Чуйская и др.

Коллекторами в них служат маломошные проницаемые пласты песчаников, и трещиноватых известняков. Пластовые воды этого комплекса

хлор-кальциевого типа (по Сулину А.В.), класса натриевых вод и относиться к водам нефтегазоносных областей с минерализацией 220-270 г/л.

Воды девона характеризуют застойный гидродинамический режим. В составе этих вод присутствует йод, бром, литий, рубидий и цезий. Из отложений нижнего визей в скв. 9 Амангельды получена пластовая вода плотностью 1,16 г/см³, минерализацией 242 г/л. Статический уровень установлен на глубине 81 м., солевой состав визейской воды в скв 2 и 3 Амангельды имеет вид:

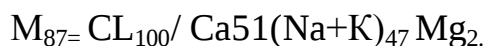


Статический уровень (скв. 3 Амангельды) на глубине 102 м.

Водонапорный комплекс серпуховского яруса выделяется условно и водонасыщенными в них являются трещиноватые известняки верхнего визе и серпуховского ярусов. Гидродинамическая изолированность нижнего комплекса не установлена, но судя по региональному распространению покрышек, этот комплекс обособлен.

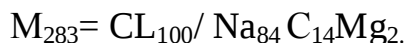
Солевой состав и тип воды аналогичен. Выделению этого комплекса способствовало наличие в кровле и в подошве регионально прослеживающих толщ аргиллитов.

Динамика этих вод не изучена, минерализация и тип воды близки к водам нижнего комплекса, но в водоносных пластах, контактирующих с соленосной толщей, соленость резко возрастает. Воды этого комплекса также хлоркальциевого типа (по Сулину А.В.), кальциевой группы, с минерализацией 80-220 г/л, изучены на соседних площадях Жаркум, Кызылжар, Учарал. Солевой состав воды верхнего карбона (скв 2 Жаркум) имеет вид:



Водоносный комплекс пермских отложений не выдержан по всей впадине и приурочен к зонам развития трещинных и поровых коллекторов. на площадях Айракты, Кашкинбай и др. получены притоки пластовых вод из песчаников нижней перми.

Воды сульфатно-натриевого типа, минерализация их 117-120 г/л, содержит йод, бром, литий, стронций в достаточно высокой концентрации. Солевой состав воды подсоленосной толщи нижней перми (скв 11, Учарал) имеет вид



Третий водоносный комплекс на соседних площадях приурочен к терригенной толще надсолевой толщи верхней перми, который в верхней части ограничен аргиллитами, а в нижней части соленосной толщей.

Отложения бесперспективны в отношении нефтегазоносности и воды не изучены.

Для всех вышеописанных водоносных комплексов характерна высокая минерализация вод и застойный гидродинамический режим, который и определяет хлоридно-натриево-кальциевый состав растворенных солей и почти полное отсутствие сульфатов.

Воды мезо-кайнозойского комплекса приурочены к песчаным горизонтам верхнего мела и эоцена, установленных в результате бурения специальных гидрогеологических скважин для снабжения технической водой буровых работ. Разделяются они на пластовые и грунтовые воды.

Пластовая вода, в основном, приурочена к песчаникам и пескам мел-палеогена. Минерализация этих вод меняется от почти пресных (1,2-1,5 г/л) до солоноватых (3-5 г/л). Вода напорная, уровни устанавливаются в 10-20 м от устья, дебиты значительные (5-10 л/сек), при эксплуатации с помощью компрессора.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи поисковых работ.

Целевым назначением проектируемых работ на контрактной территории ТОО «Taraz Investment» является поиски залежей газа и конденсата в отложениях среднего и верхнего палеозоя.

Согласно результатам проведенных в 2020 году полевых сейсморазведочных работ 2Д в объеме 191 пог. км., на площади исследований выявлены структуры перспективные в нефтегазоносном отношении. По результатам обработки и интерпретации уточнено геологическое строение лицензионной площади Бекмурат, и на этой основе была дана характеристика структурного плана контрактной территории и рекомендованы для бурения 2 поисково-разведочные скважины.

В Западной части площади на выявленной по результатам сейсмики 2Д структуре Западный Бекмурат, рекомендовано бурение поисково-разведочной скважины Р-1 на сейсмическом профиле 20_11 (координаты: X = 606299.7; Y = 4905114.2). Рекомендуемая глубина скважины – 2100 м. Проектный горизонт – кровля фундамента.

Согласно новым структурным построениям, на структурных картах построенных по результатам интерпретации сейсмики 2Д, структура Западный Бекмурат частично выходит за пределы Геологического отвода ТОО «Taraz Investment». На основании этого, компания ТОО «Taraz Investment» намерена расширить границы Геологического отвода в Западном направлении.

Настоящее "Дополнение №1 к проекту..." составлено с целью обоснования необходимости расширения Геологического отвода ТОО «Taraz Investment» и обоснования объемов проведения геологоразведочных работ на газ и газоконденсат на расширенной площади контрактной территории ТОО «Taraz Investment».

Перед поисковыми работами ставятся следующие задачи:

- поиски промышленных залежей газа, конденсата в палеозойских отложениях;
- изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей;

-изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;

- получение исходных данных для оценки ресурсов углеводородов;
- подсчет ресурсов углеводородов.

Для решения поставленных задач, настоящим Дополнением №1 к проекту предусматривается бурение, опробование и испытание 2-х разведочных скважин проектной глубиной 2100м, проектный горизонт – кровля фундамента.

5.2.Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований.

Настоящим проектом планируется проведение полевых сейсмических работ 2D объемом 100 пог.км. на расширенном участке контрактной территории, обработка и интерпретация сейсмических материалов.

5.3. Система расположения проектных скважин.

Для выполнения поставленных задач проектируется бурение 2-х независимых скважин на контрактной территории ТОО «Taraz Investment.

Скважина Р-1 независимая, закладывается в западной части контрактной территории в присводовой части антиклинали Западный Бекмурат по ОГ-II, III, IIIк, IV, ограниченной с северо-запада разломом, на сейсмическом профиле 20_11 (СМР 2697), прямоугольные координаты: X = 606299.7; Y = 4905114.2. Глубина проектной скважины – 2100 м. Проектный горизонт – кровля фундамента.

Скважина Р-2 независимая, закладывается в восточной части контрактной территории в сводовой части антиклинали Восточный Бекмурат по ОГ- III, IV, PZ, ограниченной с северо-запада разломом, на сейсмическом профиле 20_02 (СМР 2859), прямоугольные координаты: X = 618973.5; Y = 4906469.4. Глубина проектной скважины – 2100 м. Проектный горизонт – кровля фундамента.

Местоположение проектных скважин показано на рисунках 5.3.1-5.3.5. Объемы и сроки проведения разведочного бурения приведены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1.

Год	Виды работ	Единицы измерения	Объемы работ
1	2	3	4
2023г	Бурение независимой скважины Р-1	скв / пог.м	1 / 2100

2024г	Бурение независимой скважины Р-2	скв / пог.м	1 / 2100
-------	----------------------------------	-------------	----------

5.4.Геологические условия проводки скважин

Проектной скважиной будут вскрываться отложения мезокайнозоя, среднего и верхнего палеозоя.

Проектный литолого-стратиграфический разрез скважин глубиной 2100 (± 250)м, проектный горизонт – РZ.

Отложения мезо-кайнозоя (MZ-KZ) представлены переслаиванием песков, глин и алевролитов. Толщина отложений - 250 м.

Верхняя + нижняя пермь ($P_2 + P_{1s}$).

Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников засоленных, светлокорицевых и каменной соли. Ожидаемая толщина – 90 м.

Подсоленосная толща нижней перми (P_{1ps}) + средне - верхний карбон (C_{2-3}). Переслаивание тонко-мелкозернистых красноцветных песчаников, алевролитов, аргиллитов коричневого цвета, плотных, крепких, местами кремненных. Ожидаемая толщина -410 м.

Нижний карбон серпуховский ярус C_{1sr} . Известняки серые, темно-серые, местами органогенные, плотные, крепкие. Толщина горизонта – 400 м.

Нижний карбон средне-верхневизейский подярус C_{1v2-3} . Известняки серые, темно-серые, местами органогенные, местами трещиноватые. Ожидаемая толщина – 400 м.

Нижний карбон нижневизейский подярус C_{1v1} , песчаники серые, мелко-среднезернистые с прослоями темно-серых аргиллитов, в нижней части углистых. Предполагаемая толщина – 100 м.

Нижний карбон турнейский ярус C_{1t} , переслаивание пестроцветных песчаников, алевролитов, аргиллитов. Ожидаемая толщина – 280 м.

Верхне-девонская система, фаменский ярус D_{3fm} . Песчаники бурые, от мелко до грубозернистых с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Ожидаемая толщина – 120 м.

Додевонские отложения (**фундамент**) - РZ, конгломераты, гравелиты, брекчии. Вскрывается до 50м

На глубине 2100 м пластовое давление составляет - 24-26 МПа, пластовая температура 110-130°C.

Таблица 5.4.1.

Ожидаемые осложнения при бурении

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5

1	0-250	MZ-KZ	Обвалы и поглощения	Мягкие породы
2	250-750	P ₂ -P ₁ пс	Каверны,	Соли
3	750-2100	C ₁ sr - D ₃	Газопроявления	

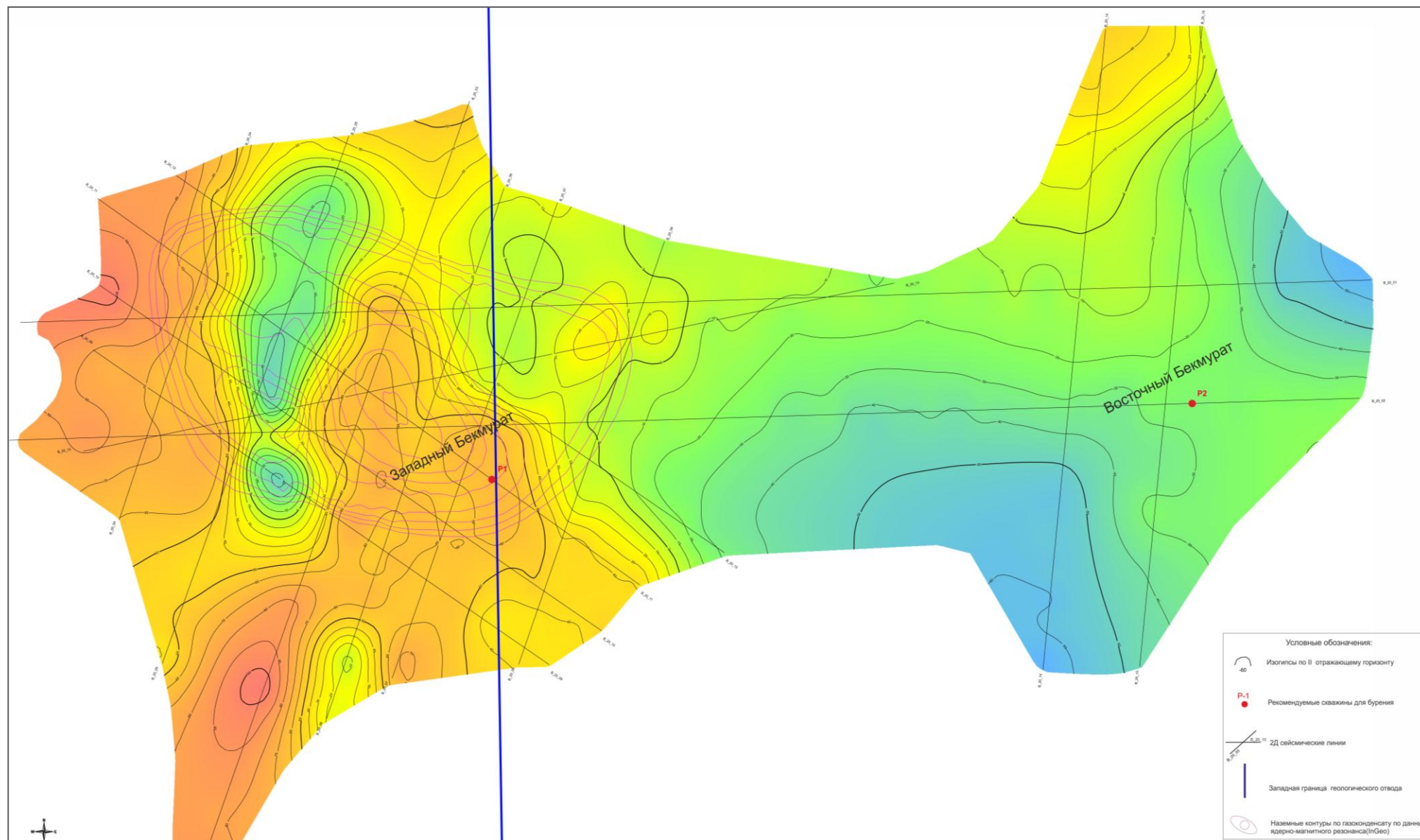


Рис. 5.3.1. Структурная карта по ОГ II площади Бекмурат (подошва соленосной толщи перми P_{1c})

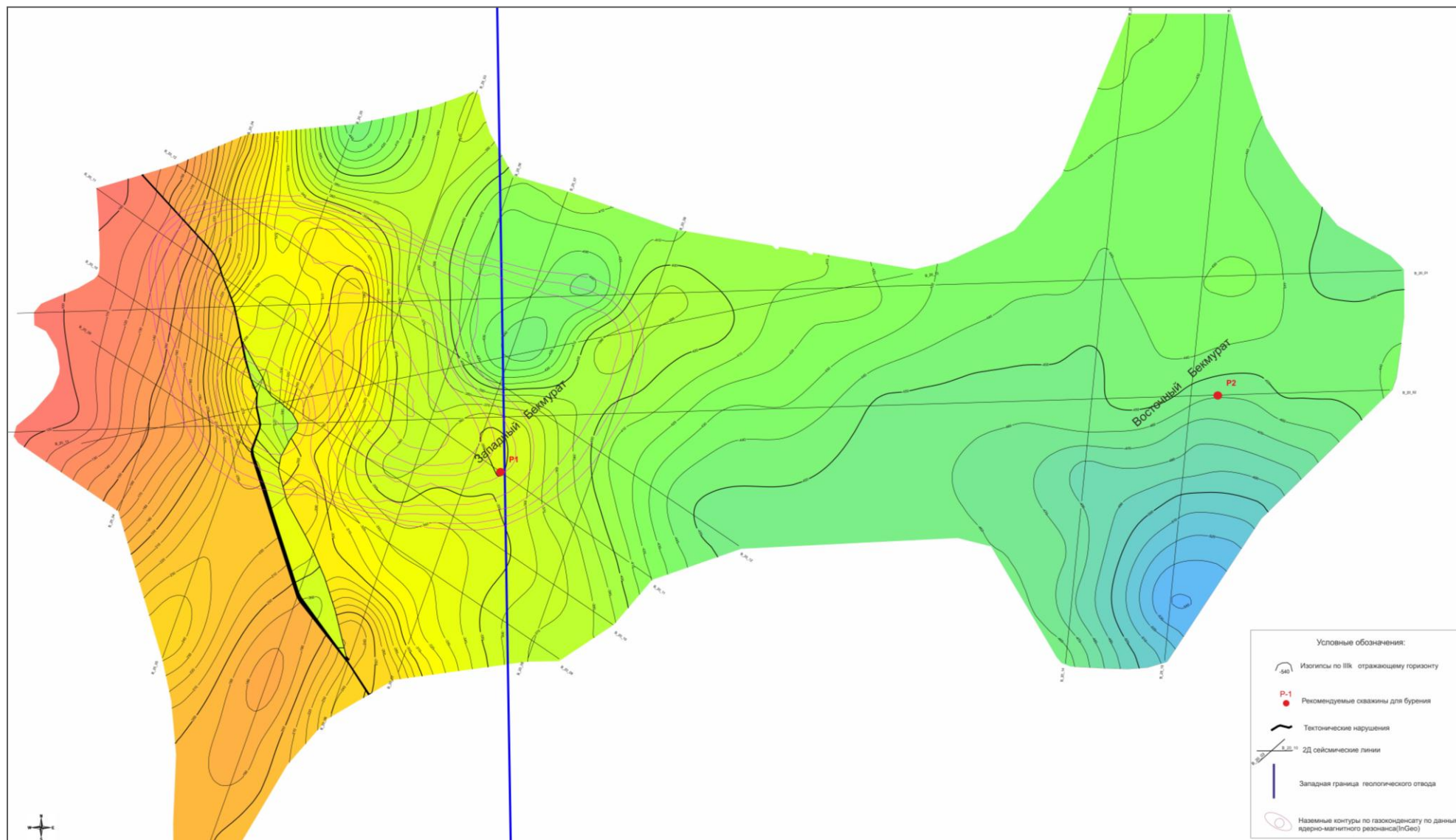


Рис.5.3.2. Структурная карта по ОГ III к площади Бекмурат (кровля известняков серпуховского яруса $C_1 sr$)

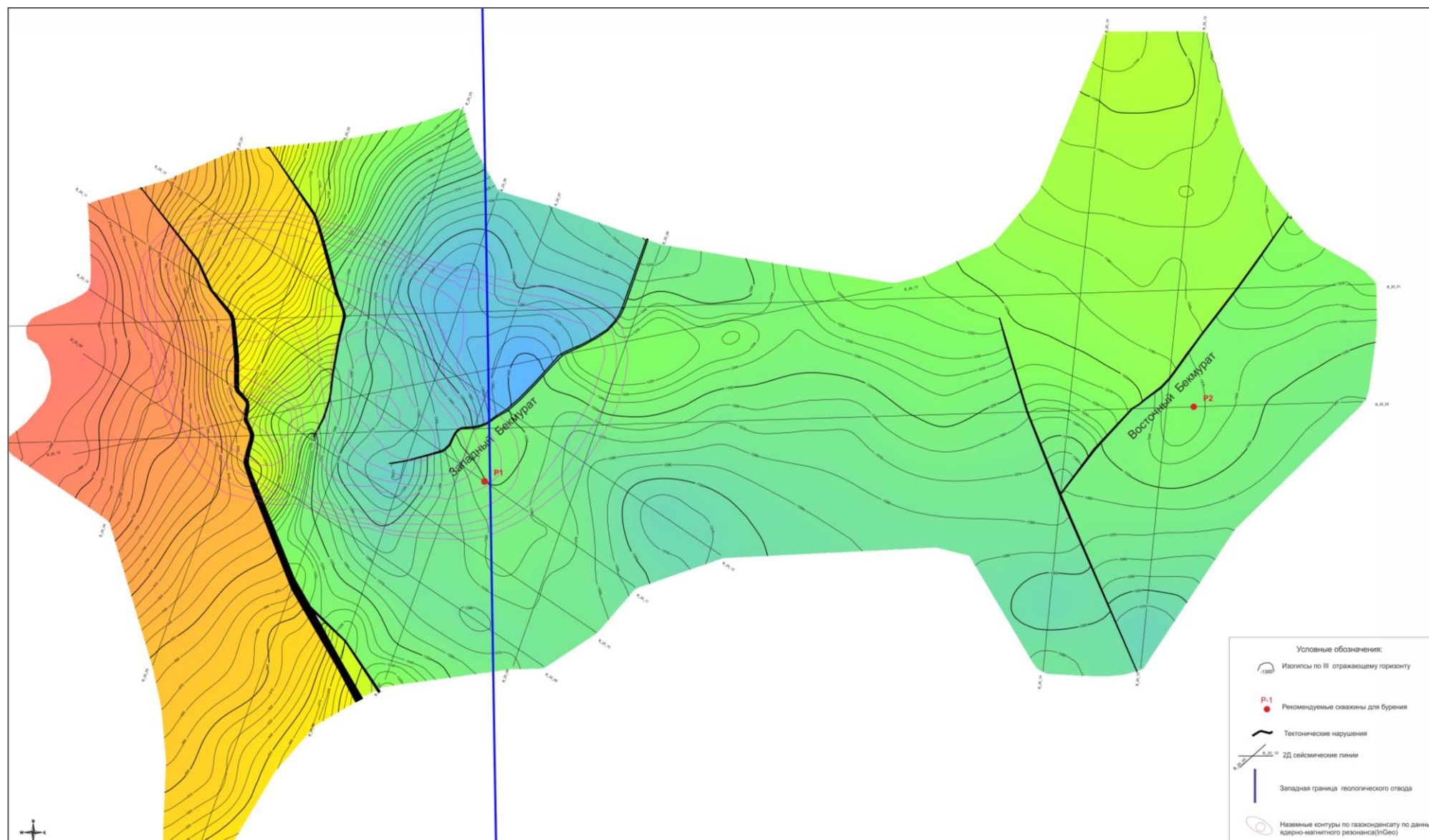


Рис. 5.3.3. Структурная карта по ОГ III площади Бекмурат (подошва нижневизейского подъяруса нижнего карбона $C_1 v_1$)

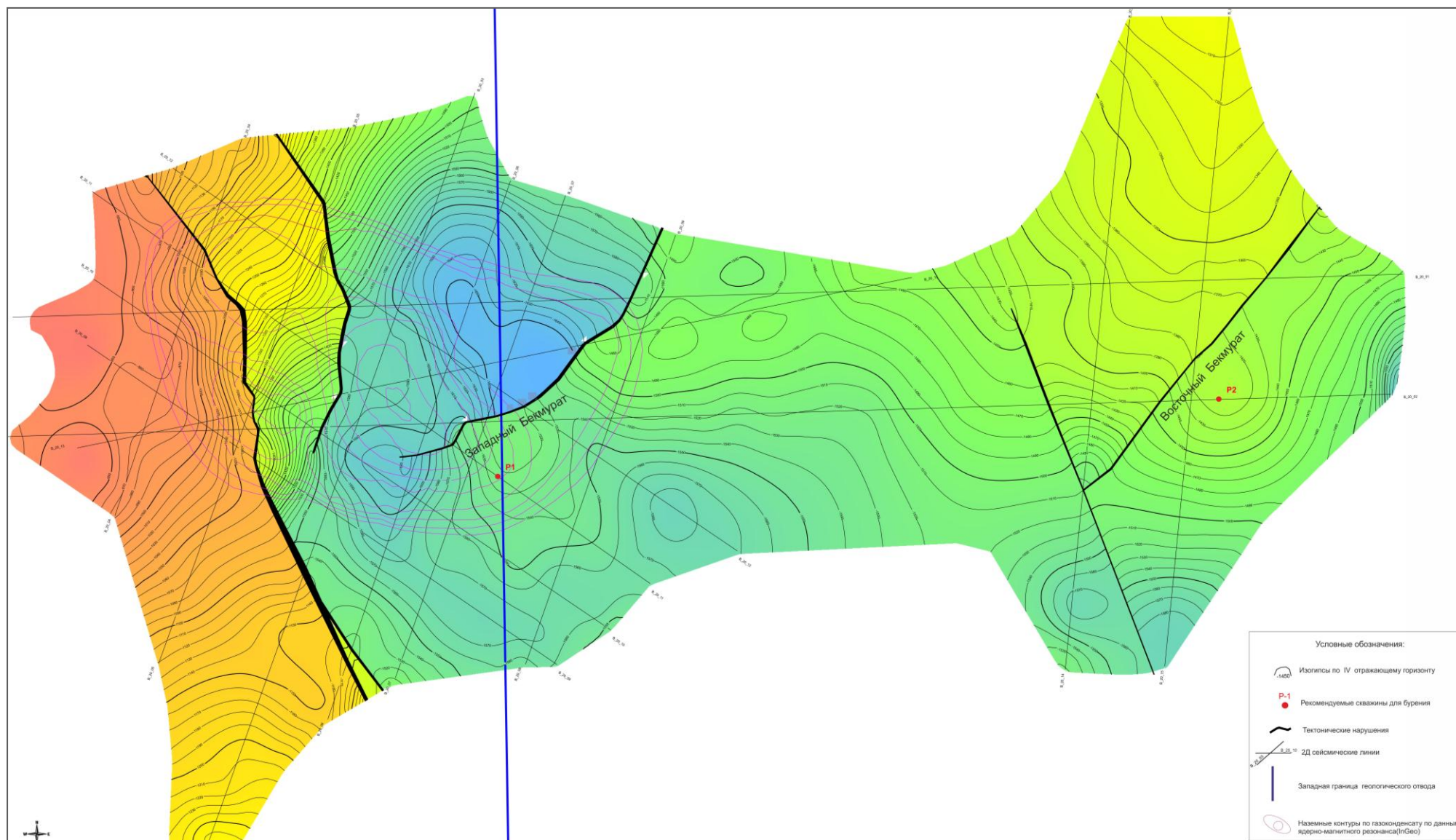


Рис. 5.3.4. Структурная карта по ОГ IV площади Бекмурат (подошва турнейских отложений - кровля девонских отложений $C_{1t}-D_3$)

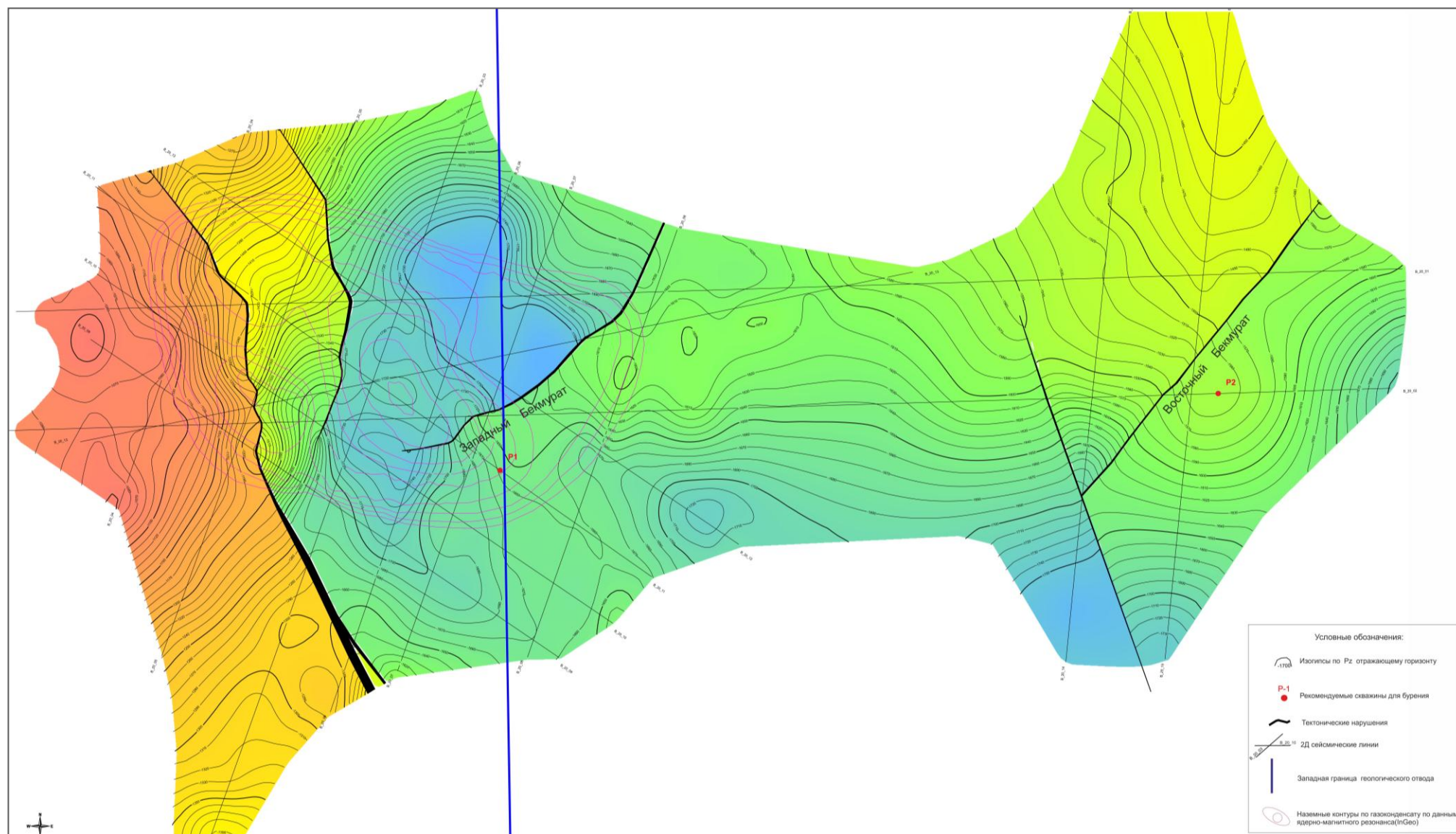


Рис. 5.3.5. Структурная карта по ОГ PZ площади Бекмурат (поверхность додевонских отложений - фундамент)

Физические свойства разреза

Таблица 5.4.2

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые		
						по твердости и МПа	по абразивности	давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
	от	до	толщина							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	250	250	мезо-кайнозой	пески, глины, алевролиты	250-750	I-IV	35	14	
2	250	340	90	Верхняя-нижняя пермь	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, каменная соль	250-1750	VI-VIII	155	42	до 5°
3	340	750	410	Р ₁ пс + средне-верхний карбон	песчаники, алевролиты, аргиллиты, крепкие местами окремненные.	250-1250	VI-VIII	205	65	до 5°
4	750	1930	1180	нижний карбон	известняки крепкие	250-1250	VI-VIII	283	79	до 5°
5	1930	2050	120	девон	Песчаники, обломочные породы	250-1250	VI-VIII	302	84	субвертикальные

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Параметры промывочной жидкости должны обеспечивать успешную проводку скважины и качественное вскрытие продуктивных горизонтов с максимально возможным сохранением естественной проницаемости.

Исходя из пластовых давлений продуктивных горизонтов, опыта бурения скважин на контрактной территории и месторождениях Амангельды, проектируются следующие параметры бурового раствора приведенные в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов для обработки
		Плотность, г/см ³	Вязкость, сек.	СНС	Водоотдача, см ³ /30 мин	pH	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-300	Природный глинистый	1.20-1.22	30-40	20/50	5	9	Bentonite, Caustic, OB-II, CMC-HVT, CMC-LVT, SAPP, Sodium chloride.
300 - 750	Природный глинистый	1.20-1.22	30-40	20/50	5	9	Bentonite, Caustic, OB-II, CMC-HVT, CMC-LVT, SAPP, Sodium chloride.
750- 2100	Полимерный с KCl	1,12-1,14	35-40	15/40	3-5	9-10	Bentonite, Caustic, OB-II, CMC-HVT, CMC-LVT, SAPP, Sodium chloride.

5.6. Обоснование типовой конструкции скважин.

Конструкция скважин должна обеспечить надежную проводку скважины, качественное вскрытие продуктивных горизонтов противовыбросовую безопасность, проведение комплекса геофизических исследований и отбор керна.

Конструкция скважин проектируется исходя из опыта бурения скважины на площади проектируемых работ и сопредельных контрактных территорий. Данные конструкции скважин приводятся в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1.

№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Марка стали	Глубина спуска, м.	ВПЦ	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1	Шахтовое направление	426	Д	10	Забутовывается до устья	Во избежание размыва устья.
2	Кондуктор	324	Д	300	устье	С целью перекрытия неустойчивых отложений

						мезо-кайнозой, вызывающих обвалы, грифоны и поглощения
3	Техническая колонна	245	Д	750	устье	С целью перекрытия соленосных пермских отложений устанавливается ПВО, цементируется до устья
4	Эксплуатационная колонна	168	Д	2100	устье	С целью перекрытия продуктивных горизонтов и их разобщения, опробования после перфорации, цементируется до устья

- После спуска технической колонны на устье устанавливается ПВО.

5.7.Оборудование устья скважины.

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска техколонны 245 мм на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление 0,9 МПа. Характеристика ПВО приведена в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны на которую устанавливается превентор, мм
1	2	3	4	5
Chinese FH 35-35, Chinese 2FZ 35-35	35	12-15	2	245

5.8 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

5.8.1.Отбор керна и шлама

Геологические исследования в процессе бурения сводятся к отбору шлама, керна наблюдение за газопроявлениями, поглощениями промывочной жидкости, водопроявлениями и др. явлениями, несущими соответствующую информацию о геологическом строении вскрываемого разреза. В проектных скважинах района работ отбор керна планируется по газоперспективным горизонтам и отложениям залегающим непосредственно ниже и выше их, с целью определения границ продуктивных толщ.

Сведения по проектному отбору керна

Таблица 5.8.1.1

Интервал отбора кернa, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора кернa
1	2	3	4
1	470-490	Нижняя пермь, подсолевая- Р ₁ пс	VI-VIII
2	920-940	Нижний карбон, серпуховский ярус	VI-VIII
3	1320-1340	Нижний карбон, средний- верхний визе	VI-VIII
4	1580-1600	Нижний карбон, нижний визе	VI-VIII
5	1770-1790	Нижний карбон, турне	VI-VIII
6	2010-2030	Верхний девон, фамен	VI-VIII

Всего 120м по каждой скважине, или 5,7 % от общей глубины скважины. Интервалы отбора кернa должны быть уточнены по данным ГИС.

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

Для выявления и изучения в разрезе скважин нефтенасыщенных коллекторов и их параметров, уточнения интервалов отбора кернa, опробования пластоиспытателем, контроля технического состояния ствола скважин предусматривается комплекс геофизических исследований, приведенных в таблицах 5.8.2.1.

Таблица 5.8.2.1

№№ п/п	Виды исследований	Масштаб	Интервалы исследований
1	2	3	4
В открытом стволе			
1	<u>Стандартный электрический каротаж:</u> один зонд (кровельный), ПС, ГК, АК, НГК, кавернометрия, инклинометрия с точками замера через 25 м.	1:500	0-750
2	<u>Полный комплекс ГИС:</u> один зонд ПС, ГК, АК, НГК, кавернометрия, резистивиметрия, инклинометрия с точками замера через 25 м, термометрия БКЗ (5зонда), МК, МБК, БК, ИК, ГГК-П, кавернометрия, микрокавернометрия, резистивиметрия, термометрия	1:200	750-2100
3	Геолого-технологические исследования	1:200	300-2100
В обсаженной скважине			
4	Термометрия (ОЦК), акустический цементомер АКЦ, ГК и ЛМ	1:500 1:200	0-300 0-750 0-2100

5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

Опробование в процессе бурения пластоиспытателем на трубах производится для определения характера насыщения пластов, пластового давления и предварительной оценки их продуктивности. Перед опробованием каждого объекта производится запись стандартного каротажа, в т.ч. кавернометрии для определения коллекторских свойств пласта в стволе скважины и уточнения места установки пакера.

Испытание в открытом стволе

Таблица 5.8.3.1

Номер объекта	Интервал испытания (опробования)	Возраст	Диаметр пакера, мм	Депрессия, МПа
1	2	3	4	5
1	450-500	Нижний пермь, подсолевая	146	Для устойчивых плотных пород 60% , для слабосцементированных пород 70% от величины пластового давления
2	1300-1350	Нижний карбон , средний-верхний визе	146	
3	1550-1600	Нижний карбон , нижний визе	146	
4	1950-2050	Верхний девон, фамен	146	

В эксплуатационной колонне предполагается испытать 7 объектов.

Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне

Таблица 5.8.3.2

№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефрнатир.	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. М	Плотность промысловочной жидкости, кН/м ³	Метод вызова притока, количество режимов исследования	Метод интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	2010-2030	D ₃	Газ, конденсат	фонтан	Перфорация 17отв./п.м	1150-1170	Свабирование, компрессирующее	СКО, ГРП	2000-2040
II	1960-1980								1950-1990
III	1770-1790	C _{1t}							1760-1800
IV	1580-1600	C _{1v1}							1570-1610
V	1320-1340	C _{1v2-3}							1310-1350
VI	920-940	C _{1sr}							910-950
VII	470-490	P _{1пс}							460-500

Примечание: Интервалы испытаний подлежат корректировке по результатам ГИС геологической службой Недропользователя.

Вскрытие продуктивных горизонтов предусматривается зарядами Schlumberger 3406 PowerJet или Innicor 39gr с плотностью 17 отверстий на 1 п.м. с привязкой по ГК и ЛМ.

Для каждого объекта предусматриваются следующие виды исследования:

- При фонтанирующем притоке очистку призабойной зоны пласта производить в течение 48-часов через шайбу диаметром 8-10 мм, при не фонтанирующем притоке проводят откачку из скважины методом эрлифта (аэризацией) до получения чистого пластового флюида.
- Исследования на приток при фонтанирующих объектах производятся а на 5-и режимах: четыре прямого и один обратного хода со снятием начальной и конечной КВД. При не фонтанирующих объектах трехкратное прослеживание уровня до перелива или выхода на статический уровень. До прослеживания уровня ствол скважины очистить от технической воды, находящегося после замены бурового раствора на техническую воду и оставшегося после аэризации для получения притока пластового флюида.
Производить замеры устьевых и забойных давлений, отбор глубинных и поверхностных проб газа, газоконденсата и воды.
- Изоляцию объектов производить установкой цементных мостов или взрыв - пакеров.
- Изменение проектных параметров опробования и испытания возможно геологической службой по фактическим данным.
- Солянокислотная обработка для очистки призабойной зоны.

5.8.4. Лабораторные исследования

Виды и объемы лабораторных исследований образцов пород, нефти, газа и воды на одну скважину приведены в таблице 5.8.4.1.

Таблица 5.8.4.1

№ пп	Наименование исследования	Един. измер.	К-во образцов
1	2	3	4
1	Анализ физических свойств коллекторов и покрышек	обр.	250
2	Петрографическое описание в шлифах	"-"	40
3	Минералогический анализ	"-"	40
4	Анализ поверхностных проб газа	"-"	5
5	Анализ пластовой воды	"-"	5
6	Анализ глубинных проб газа и пластовой воды	"-"	5
7	Полный химический анализ пластовой воды с определением микрокомпонентов	"-"	5

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Массовые поиски осуществляются путем проведения радиоактивного каротажа по всему стволу скважины в соответствии с требованиями по этому

виду исследований. Если в интервале повышенной радиоактивности имеется керн, он прослушивается радиометром. При опробовании в скважинах водоносных горизонтов производится отбор проб для радиохимического анализа.

Сведения по виду и объему массовых поисков приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1.1

№ пп	Виды работ	Един. изм.	Объем, м. на одну скв.
1	2	3	4
1	Гамма-каротаж	п.м	2100
2	Радиохимический анализ	проба	10
3	Контрольный гамма-каротаж	п.м	210

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Обработка результатов проведенных работ включает в себя целый комплекс вопросов, которые должна осуществлять геологическая служба ТОО «Taraz Investment», а именно: информацию об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе его, о проведенных ИПТ и комплексах ГИС. Вся первичная геологическая документация должна вестись в соответствии с «Едиными правилами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ». Кроме перечисленных документов, в деле должны присутствовать все акты, фиксирующие факты не только геологического, но также технического и технологического характера.

Геологическая служба должна: осуществлять соблюдение требований проекта, проводить отбор проб керна и флюидов и посылать их на исследования. Полученные по ним заключения в дальнейшем применять в своей работе - увязывать с данными ГИС по пробуренным скважинам и использовать в решении вопросов спуска эксплуатационной колонны и выбора интервалов опробования продуктивных пластов, в случае получения притоков УВ или воды провести отбор проб с дальнейшей передачей их на соответствующие анализы.

Полученные новые данные оперативно наносятся на графические построения: структурные карты, геолого-геофизические профили, корреляционные схемы и другие виды построений.

Итогом проведения разведки на участке работ является изучение геологического строения, литологии и коллекторских свойств, основанных на анализах керна, выделение продуктивных коллекторов по ГИС, увязанных с информацией кернового материала и получение притоков УВ при испытании в колонне перспективных интервалов, в дальнейшем используя все эти результаты для подсчета запасов.

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

Текущий раздел включен и составлен на основании требований Кодекса о недрах и недропользовании и Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины компанией ТОО «Taraz Investment», с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операции, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводиться 144 часа.

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

Таблица 8.1.

№	Наименование работ и материалов	Ед. Изм.	Стоимость единицы,	Кол-во	Общая Сумма,
Сервисные услуги					
1	Мобилизация буровой установки	Опер.	900 000	1	900 000
2	Суточная ставка бригады КРС	Сутки	300 000	6	1 800 000
3	Демобилизация буровой установки	Опер.	300 000	1	300 000
	Итого сервисные услуги				3 000 000
Материалы					
1	Цемент класса "G"	тн.	12 500	8	100 000
2	Ингибитор коррозии	Литр	100	6000	600 000
3	KCL	тн.	20 000	5	100 000
	Итого материалы				800 000
1	Рекультивация территории		1 200 000	1	1 200 000
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				5 000 000

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

Используемые расходные материалы

Таблица 8.2

Материал	Количество, баллон
Кислород	50
Пропан	16

Вспомогательная техника

Таблица 8.3

Наименование техники	Кол-во
Цементирувочный агрегат, ЦА-320	1
Цементосмесительная машина, СМН	1
Автокран	1
Автомашина "Камаз"	4

Автобус	1
Трактор	1

Сумма обеспечения ликвидации составляет 5 млн. тенге на 1 скважину.

Согласно настоящему «Проекту...» предусматривается бурение двух скважин. Общая сумма обеспечения ликвидации 2-х скважин составляет 10 млн. тенге.

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

Все виды работ проводятся согласно:

1. Кодекс Республики Казахстан «**О недрах и недропользовании**» Указ президента Республики Казахстан от 27.12.2017, № 125-VI.
2. «**Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли**» утвержденного приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от «21» декабря 2010 года № 442.
3. «**Требованиями промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений**» утвержденного Приказ Министерства по чрезвычайным ситуациям РК от 29 декабря 2008года №219
4. **Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых**, Постановление Правительства Республики Казахстан от 10 февраля 2011 года № 123.
5. **Правила ликвидации и консервации объектов недропользования**, Постановление Правительства Республики Казахстан от 6 июня 2011 года № 634.

Противопожарные мероприятия.

Противопожарные мероприятия осуществляются в соответствии с «Постановлением Агентства Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям» от 9 июля 1999 года № 19 об утверждении «Правил пожарной безопасности в республике Казахстан», с основными требования ППБ РК-2006, утвержденными Приказом МЧС РК от 8 февраля 2006г. № 35.

Промсанитария

Промсанитария на буровой осуществляется согласно эпидемиологическим правилам и нормам «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям труда и бытового обслуживания на объектах нефтедобывающей промышленности», утвержденным Приказом МЗ РК № 305 от 29 июня 2005г. и «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к проектированию производственных объектов», утвержденными Приказом МЗ РК № 334.

Санитарно-эпидемиологические требования к проектированию и содержанию объектов нефтяной промышленности

Отвод земель под участки нового строительства и реконструкция существующих объектов должны осуществляться при наличии заключения государственных органов санитарно-эпидемиологической службы.

Размеры СЗЗ от границы территории месторождений и производственных объектов нефтедобывающей промышленности должны устанавливаться в каждом конкретном случае на основании НПА и санитарно-эпидемиологического заключения.

При монтаже и обустройстве часто перемещаемых объектов (буровые установки, установки для капитального и текущего ремонтов скважин, для испытания и освоения скважин), отдельные блоки производственного оборудования и элементы обустройства, должны размещаться с учетом господствующего направления ветра в данный период года.

При проектировании и ведении нефтяных операций должны предусматриваться и осуществляться мероприятия, направленные на защиту персонала и населения в случае возникновения аварийных ситуаций (эвакуация, применение индивидуальных и коллективных средств защиты и др.).

Базисные и расходные склады, предназначенные для хранения кислот и щелочей, должны размещаться с подветренной стороны по отношению к населённым пунктам на открытых проветриваемых участках с соблюдением соответствующих норм СЗЗ.

Санитарно-эпидемиологические требования к производственным зданиям, сооружениям и санитарно-бытовым помещениям

Производственные здания, сооружения и площадки должны проектироваться с учётом требований норм технологического проектирования и настоящих санитарных правил.

В районах с температурой воздуха в наиболее холодную пятидневку минус 40⁰С и ниже для работающих, обслуживающих оборудование, КИП, средства автоматики, должны оборудоваться обогреваемыми укрытиями.

В конструкции укрытия буровой установки должны предусматриваться открывающиеся окна.

Выхлопные трубы от дизельных двигателей на буровых установках должны выводиться с учетом господствующего направления ветров на подветренную, по отношению к производственным помещениям сторону.

При проектировании буровых установок рабочая площадка должна быть шумо- и виброизолированной от редукторного помещения, силового и насосного блоков.

Конструкция пола буровой должна обеспечивать сток жидкостей, грязи, смазочных масел и хим. реагентов.

Разряд работ в помещениях буровых установок, насосных станциях, производственных мастерских должен определяться как производство работ внутри зданий.

В районах с жарким и очень жарким климатом в служебных помещениях и в жилых комнатах общежитий, вахтовых посёлков должны устанавливаться кондиционеры.

Санитарно-эпидемиологические требования к производственным процессам и оборудованию

- Опрессовка труб обсадной колонны должна быть централизована.
- Не допускается размещать на открытых площадках предприятий технологическое и силовое оборудование, требующее постоянного пребывания обслуживающего персонала.
- Сбор нефти и газа на промыслах должен быть устроен по герметизированной схеме.
- При обработке скважин кислотами на объектах нефтедобывающей промышленности должен производиться лабораторный контроль содержания в воздухе вредных веществ, периодичность и объем исследований должны определяться с учетом класса опасности веществ, производственных и геологических условий и согласовываться с СЭС.
- Уровни общей вибрации на буровых установках после монтажа не должны превышать допустимые и регистрироваться в акте приемочной комиссии.
- Не допускается производство спускоподъемных операций в бурении, освоении, подземном и капитальном ремонте скважин при неполном составе вахт.
- Для доставки рабочих на объекты, расположенные на большом расстоянии (более 60км) от места жительства, должны использоваться комфортабельные транспортные средства.
- При монтаже и демонтаже буровых установок и оборудования предусматривать схему организации работ с максимальным сокращением кол-ва и протяженности переходов.
- При ведении буровых работ должна быть исключена возможность загрязнения грунтовых и подземных вод отработанным буровым раствором.
- Не допускается слив растворов и сточных вод, содержащих ПАВ, в системы общей и промышленной канализации без предварительной очистки.
- Не допускается применение ПАВ и полимеров, для которых не установлены предельно допустимые концентрации для воды водоемов.

Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-бытовым помещениям

Производственные объекты должны быть оборудованы вспомогательными и санитарно-бытовыми помещениями, состав которых должен соответствовать требованиям действующих СНиН (Санитарно-эпидемиологические).

Работающие должны быть обеспечены питьевой водой, соответствующей требованиям действующих нормативных правовых актов.

Специализированные службы или объекты, осуществляющие хозяйственно питьевое водоснабжение рабочих нефтяной промышленности должны проводить лабораторный контроль качества воды, а при водоснабжении привозной водой должны иметь для заполнения, мытья и дезинфекции емкостей, предназначенных для доставки и хранения питьевой воды.

Общежития для проживания работающих при вахтово-экспедиционном методе ведения работ должны соответствовать действующим НПА, специальным или типовым проектам. Вахтовый посёлок должен соответствовать максимальному проживанию людей: членов буровой бригады, представителей Подрядчика и персонала Компании.

Жилищно-бытовой блок (полевой лагерь) должен быть с автономным энергоснабжением, оснащенный всем необходимым для проживания людей. Отапливаться вагончики будут электричеством.

На размещение вахтового поселка у Подрядчика (Заказчика) должно быть санитарно-эпидемиологическое заключение государственного органа СЭС.

Прием пищи должен осуществляться в оборудованной столовой (вагон-столовая). Расстояние до столовой не должно превышать 300 метров, допускается организация питания путем доставки пищи из базовой столовой на буровую, с раздачей и приемом пищи в спец. помещении. Столовая должна состоять из кухни, обеденного зала на достаточное кол-во посадочных мест, склада с наличием холодильного оборудования, кондиционеров.

Работающие должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты. Стирка постельных принадлежностей и спецодежды производится в прачечной.

Работники объектов нефтедобывающей промышленности должны быть обеспечены медико-санитарным обслуживанием. Буровая и жилые комплексы обеспечиваются аптечками с медикаментами и средствами оказания первой медицинской помощи.

Объекты, на которых складировуют, хранят и используют растворы кислот и щелочей должны обеспечивать механизацию работ и иметь неприкосновенный запас нейтрализующих растворов и воды (не менее 200 литров). Неприкосновенный запас воды должен пополняться при каждом поступлении воды на объект.

Земельные участки под бурение проектируемых скважин и план размещения временного бытового лагеря должны быть согласованы Подрядчиком (или Заказчиком) с СЭС. На участках должен быть проведен замер гаммафона, согласно требованиям СанПиН № 305, п. 6. СЭС.

Техника безопасности, противопожарные мероприятия и промышленная санитария приводятся подробно в Техническом проекте строительства скважин и ОВОС к данному Проекту.

Обеспечение надежности и качества строительства глубоких скважин

В таблице 7.8.1. приведены факторы, влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации, и мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность скважины.

9.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ (ЧС)

Чрезвычайные ситуации (ЧС) природного характера возможны в следующих случаях:

- в результате длительных снежных буранов зимой участки буровых работ могут быть надолго отрезаны от баз; однако, такие условия возникают крайне редко в районе работ, приблизительно 1 раз в 10-12 лет.
- в результате весеннего паводка и разлива рек участки буровых работ могут быть отрезаны от баз, а отдельные площади подвергаться затоплению; однако, сильные разливы бывают крайне редко.

Возможность вышеперечисленных ЧС Заказчиком учтена, для предупреждения их последствий создается запас всего необходимого.

Чрезвычайных ситуаций (ЧС) от техногенного воздействия буровых работ возможны следующие:

- открытые нефтяные фонтаны и связанные с ними разливы нефти, пожары.

В настоящем проекте газоносные пласты ожидаются в отложениях карбона, поэтому в проекте предусмотрены все мероприятия по предупреждению нефтегазопроявлений и открытых фонтанов, а именно (раздел 1):

- соответствующие параметры бурового раствора;
- режимы бурения и КНБК;
- обсадные колонны, рассчитанные с учетом возможных газопроявлений и цементируются до устья;
- предусмотрено оборудование устья, соответствующее ожидаемым пластовым давлениям на устье и с большим запасом;
- обсадные колонны опрессовываются совместно с устьевым оборудованием согласно действующей инструкции;
- в проекте приведены признаки нефтегазопроявлений, которые должны знать буровые бригады, они должны быть соответственно обучены;
- на буровой должны быть планы предупреждения возможных ЧС.

От многодорожья должно предупредить запрещение движения транспорта кроме как по утвержденному маршруту.

Контроль за соблюдением мероприятий осуществляют службы Заказчика и бурового Подрядчика, а также органы по предупреждению и ликвидации ЧС. Должен заключаться договор между Заказчиком и службой по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению и ликвидации

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

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

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной строго придерживаться 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 спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т. Для предупреждения оставления шарошек при бурении не передерживать долото 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, предупреждающее 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 нефтегазоводопроявлениями и поглощениями бурового раствора.

Буровые бригады, работающие на буровой, где ожидаются нефтегазоводопроявления, 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 нефтегазоводопроявления.

Признаками проявлений являются и их обязаны знать все члены буровой бригады:

- Прямые - снижение плотности бурового раствора и ее разгазирование;
- увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;
- выделение газа из скважины;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;
- увеличения газопоказаний на станциях газокаротажа;

- Косвенные - увеличение механической скорости бурения;
- уменьшение давления гидравлических сопротивлений на стояке;
- увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим газопроявление в бурящейся скважине является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др).

Плотность бурового раствора и отклонение от установленной величины определять согласно ЕТП РК.

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

Запас бурового раствора и параметры определяется пунктом 10.14 ЕТП РК.

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 нефтегазовых проявлений с учетом конкретных геолого-технических условий. При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации.

Таблица 9.1.

№ п.п.	Факторы, влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации	Мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность скважины.
1	2	3
1.	Износ обсадных колонн	1.1. Использование бурильных труб с замками без твердосплавного покрытия. 1.2. Снабжение бурильной колонны протекторными кольцами во избежание протирания обсадной колонны при бурении и СПО.
2.	Смятие обсадных колонн	2.1. Применение растворов, не позволяющих разупрочняться солевым отложениям и предупреждающих образование каверн для устранения негативного влияния продольного изгиба колонны на ее прочность и качество цементирования. 2.2. Установка в интервалах течения солей труб повышенной прочности.
3.	Заколонные перетоки и межколонное давление газа	3.1. Подготовку ствола скважины перед спуском и цементированием обсадной колонны производить компоновками, позволяющими качественно очистить стенки скважины от рыхлой фильтрационной корки для создания плотного контакта между цементом и породой. 3.2. Изоляция склонных к поглощению горизонтов для обеспечения подъема цемента до проектной высоты. 3.3. Применение для цементирования колонн цементов, образующих в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень. 3.4. Применение добавок в цемент, способствующих увеличению седиментационной устойчивости и снижению водоотделения цементных растворов. 3.5. Использование для цементирования интервалов залегания солей солестойких цементов. 3.6. Применение цементных растворов с минимально допустимыми сроками начала схватывания (в особенности порций раствора, располагающихся против напорных горизонтов). 3.7. При проведении ремонтных работ в газовых скважинах запрещается перфорировать эксплуатационную колонну в зоне возможного разрыва пластов давлением газа и против проницаемых горизонтов. 3.8. Применение технических средств, улучшающих качество замещения промывочной жидкости цементным раствором, способствующих центрированию колонны в скважине и улучшающих контакт цементного камня с колонной и породой. 3.9. Использование надежных эксплуатационных пакеров и НКТ, предотвращающих переток пластового флюида из трубного в затрубное пространство. 3.10. Применение герметизирующих смазок для обсадных и насосно-компрессорных труб. 3.11. Применение заколонных пакеров. 3.12. В процессе цементирования колонны не допускать поглощения цементного раствора.

1	2	3
		3.13. Герметизация устья во время ОЗЦ с постоянным контролем за изменением давления в трубном и затрубном пространствах. 3.14. Осуществление постоянного контроля за состоянием межколонного пространства скважин. 3.15. Применение обсадных труб с высоко герметичными резьбовыми соединениями типа «металл-металл». 3.16. Использование в обвязке устья колонных головок, исключаящих переток флюида из затрубного пространства в межколонное.
4.	Противовыбросовое оборудование	4.1. Использование оборудования в антикоррозионном исполнении. 4.2. Импортное оборудование должно пройти сертификацию и экспертизу на безопасность. 4.3. Установленная колонная головка должна опрессовываться воздухом или газом и обеспечивать возможность контроля за появлением газа в межколонном пространстве и закачку в него жидкости в течение всего периода эксплуатации.
5.	Течение солей	5.1. Определение интервалов солей, склонных к течению. 5.2. Интервалы течения солей необходимо перекрывать, как минимум, двумя колоннами - технической и эксплуатационной (хвостовиком) или эксплуатационной и «хвостовиком».
6.	Искривление ствола	6.1. Выделение зон с крутым падением пластов и перемежающейся твердостью пород. 6.2. Выбирать КНБК, необходимой жесткости и центрирующей способности, препятствующую искривлению. 6.3. Ограничение нагрузки на долото при бурении крутопадающих пластов. 6.4. Проведение периодического контроля за траекторией ствола.
7.	Нефтегазоводопроявления	7.1. Выделение пластов с аномально-высоким пластовым давлением. 7.2. Обеспечение превышения давления раствора над пластовым согласно ЕТП РК. 7.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и объема доливаемой жидкости. 7.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для разрушения «сальника». 7.5. Поддержание в работоспособном состоянии противовыбросового оборудования и оборудования для дегазации раствора. 7.6. При резком увеличении механической скорости бурения сопоставить другие показатели процесса бурения (вес на крюке, давление на стояке и др.), уровень раствора в циркуляционной системе для раннего обнаружения проявления. 7.7. Иметь запас раствора согласно пункта 10.14 ЕТП РК. 7.8. При вскрытии продуктивных пластов и дальнейшем углублении скважин

1	2	3
		вязкость и СНС необходимо поддерживать на минимально допустимом уровне, исходя из технологических соображений. 7.9. Перед вскрытием горизонтов, представляющих опасность выброса, на буровой должен быть создан запас материалов и химреагентов, который при дальнейшем бурении необходимо поддерживать, в количестве, обеспечивающем работу не менее, чем на 5 суток. Запрещается вскрывать указанные горизонты при отсутствии на буровой обсадных труб, необходимых для их перекрытия. 7.10. Бурение, промывку и проработку скважин в интервале ожидаемых газопроявлений необходимо осуществлять при максимально возможной производительности. 7.11. В интервалах ожидаемых выбросов продолжительность возможных остановок должна быть сведена к минимуму. Во всех случаях простоев устье скважины должно быть герметизировано ПВО и установлено наблюдение за давлением в скважине.
8.	Поглощения	8.1. Точный прогноз пластовых давлений и правильный выбор плотности промывочной жидкости. 8.2. Определение зон дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 8.3. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных ЕТП РК 8.4. Предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов и т.д. 8.5. При вскрытых интервалах, склонных к поглощению, ограничивать скорость спуска инструмента. 8.6. Уменьшение гидродинамических сопротивлений путем снижения производительности насосов, увеличения кольцевых зазоров за счет уменьшения диаметра КНБК.
9.	Прихват обсадных колонн	9.1. Выделение прихватоопасных зон. 9.2. Тщательная проработка интервалов сужений и прихватоопасных зон. 9.3. Ввод смазывающих добавок (графит, нефть, СМАД и др.) перед спуском колонны. 9.4. Приведение параметров раствора перед спуском колонны в соответствие с ГТН. 9.5. Обеспечение качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы. 9.6. Не оставлять колонну без движения на длительный промежуток времени. 9.7. Не допускать падения в скважину посторонних предметов.

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 в течении 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 нефтегазоводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

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

9.2. Мероприятия по рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды в процессе разведочных работ.

Источники загрязнения окружающей природной среды

К основным потенциальным загрязнителям окружающей среды при строительстве скважин относятся:

- буровые и тампонажные растворы;
- буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ);
- продукты испытания скважин (пластовый флюид: газ, нефть, газоконденсат, минерализованная вода);

- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;

- химические реагенты и материалы для приготовления, утяжеления и обработки буровых и тампонажных растворов.

Возможные пути попадания указанных загрязнителей в природные воды и почву следующие:

- загрязнение почв и грунтовых вод в результате отсутствия надежной гидроизоляции технологических площадок (под вышечно-лебедочным, силовым и насосными блоками, циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора);

- поступление загрязнителей в почву и в грунтовые воды при открытых фонтанах, аварийных разливах нефти в ходе испытания скважины, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов, разлива ГСМ и отработанных масел;

- поступление в природные объекты материалов и химических реагентов для приготовления буровых и цементных растворов при нарушении требований в процессе их погрузки, транспортировки, разгрузки и хранения.

Загрязнение атмосферного воздуха происходит при работе двигателей внутреннего сгорания, а также в аварийных ситуациях при нефтегазопрооявлениях, открытых фонтанах.

Вредные вещества, попадая из источников загрязнения в одну из природных сред (воздушную, водную, почвенную) вовлекаются в общую миграцию (круговорот) веществ и, как правило, в течение того или иного отрезка времени получают распространение во всех природных средах. В связи с этим необходимые требования к техническим средствам и технологии ведения строительства скважин, а также специальные природоохранные мероприятия направлены, в основном, на ликвидацию источников загрязнения природной среды или на сведение их влияния к минимуму, соответствующему ПДК.

Общие природоохранные требования

Предотвращение загрязнения территории и водоемов, пресных подземных вод и продуктивных горизонтов от обводнения, перетоков и открытых выбросов, соблюдение требований действующих Законодательств о земле, воде, лесах, недрах (охране окружающей среды) намечается обеспечить следующими мерами:

- для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории;

- движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам;

- расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;

-планировка площадки буровой осуществляется с уклоном, направленным в сторону, противоположную береговой линии водоема, оврага;

-сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли;

-хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку;

-дозировку химических реагентов производить только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты;

-направление, промежуточная колонна и эксплуатационная колонна цементируются на всю длину с целью предотвращения возможного загрязнения пресных вод;

-под буровую на определенный срок отводится 1,7 га, что оформляется решением местной администрации.

По окончании работ производится сдача участка землепользователю, при участии представителя областного управления экологии и природных ресурсов и в соответствии с Законом «О земле» 1996 г. сопровождается составлением акта о передаче восстановленных земель землевладельцу (основному землепользователю) и «Отчета о рекультивации земель, снятии и использовании плодородного слоя почвы» по форме N 2 ТП.

Охрана почв и водных объектов

Подготовительные и строительно-монтажные работы.

Комплекс природоохранных мероприятий включает:

- обваловка участка буровой и склада ГСМ со стороны возможных оврагов и балок;

- устройство ловушек и стоков со средствами откачки под вышечным и дизельным блоком, в насосном блоке и других местах;

- предупреждение потерь ГСМ с устройством ловушек по месту хранения и слива и по линии подачи ГСМ к дизелям;

-укрепление откосов площадок и подъездных дорог каменной наброской (диаметром 160-180мм) начинают с отметки уровня земли(-26,15). Для надёжности каменной наброски производится заглубление наброски в грунт по линии пересечения с откосами на глубину 30-50 сантиметров. Это обеспечивает защиту земляных сооружений от нагонных вод. С учётом возможного повышения уровня воды на один метр, обваловка площадок под скважины и краёв дорог производится на высоту -23,8 метра с каменной наброской до самого верха.

Верхняя поверхность площадок строится не ровной, а с полуметровым обвалованием грунта по краям площадок, исключающим растекание возможных проливов глинистого раствора и углеводородов за пределы

площадок. Откосы площадок, отсыпанные с заложением 1:1,5 и 1:3 и уплотнённые грунтом, защищаются креплением, рассчитанным на течение воды, изменение уровня рек, атмосферных осадков и прочих климатических, химических и иных разрушающих откосы факторов (проникновение землеройных животных). Под верхний слой поверхности площадок и откосов укладывается полиэтиленовая плёнка, стабилизированная сажей, толщиной 0,2-0,4 мм. Полиэтиленовое покрытие будет играть роль мембраны, препятствовать выносу мелких частиц грунта из тела площадки. Основным мероприятием по защите водоносных горизонтов является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности-до устья.

Мероприятия, выполняемые в процессе бурения и крепления скважин

Эти природоохранные мероприятия выполняются постоянно в процессе проводки скважин:

- в процессе бурения следует ограничить расход воды до технически обоснованных пределов и проводить повторное ее использование на технические нужды по замкнутому циклу;

- с целью изоляции пресных подземных вод от загрязнения некондиционными водами, промывочной жидкостью направление, кондуктор и эксплуатационная колонна цементируются до устья, а все операции по приготовлению и закачке цементного раствора имеют замкнутый цикл, что обеспечивает предотвращение загрязнения окружающей среды цементным раствором;

- для исключения попадания промывочной жидкости в грунт циркуляция ее осуществляется по замкнутому циклу (скважина - циркуляционная система - приемные емкости - нагнетательная линия - скважина); обеспечивается применение нетоксичных химических реагентов.

Все мероприятия, выполняемые в процессе бурения и крепления скважин, отражены в Техническом проекте строительства скважин.

Утилизация отходов бурения

В отходах бурения (ОБР, БШ) нет опасных веществ.

Сбор бытовых отходов должен производиться в ёмкости и вывозиться в специально отведённые места.

Для осаждения и отверждения применяются:

- коагулянт - сернокислый алюминий 5,0-10 кг/м³,
- отвердитель - цемент 4-6 %.

Возможно применение других компонентов для отверждения по усмотрению Заказчика.

Предусматривается плата за размещение отходов бурения по стоимости согласно решению Джамбулской областной администрации.

Охрана атмосферного воздуха

Источниками постоянных выбросов в атмосферу являются дизеля буровых установок.

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

Должен осуществляться контроль за соблюдением нормативов ПДВ и ПДК.

Охрана недр

Охрана недр при проведении нефтяных операций на производственных объектах предприятия будет осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Недропользователь согласно Контрактных обязательств, несет полную ответственность за состояние охраны недр на контрактной территории, как в процессе строительства скважин, так и в процессе испытания и эксплуатации скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательства РК в области охраны и рационального использования недр несет непосредственно руководитель компании-недропользователя.

Мероприятия по охране недр в процессе строительства оценочных скважин с проектной глубиной 2400м на контрактной территории предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки площади, предоставленного в недропользование; осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр ПБ;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих производство работ при строительстве скважин;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и

эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению пластов, перетокам жидкости между горизонтами;

- предотвращение поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважины и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;

- надежную изоляцию в пробуренной скважине нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрываемому 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;

- мероприятия по предупреждению осложнений в процессе строительства скважин и проведения ремонтно-изоляционных работ при некачественном креплении обсадных колонн.

Работы по освоению скважин должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высокой экологической культуре персонала. Предприятие должно обратить особое внимание на технологию и организацию работ по строительству скважин, с целью предотвращения образования межпластовых перетоков.

Выбор конструкции скважины

Конструкция разведочных скважин, проектируемых на контрактной территории, в части надежности и безопасности обеспечивает условия охраны недр, в первую очередь, за счет прочности и долговечности обсадных колонн в скважине, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

При проектировании скважин учитывались требования «Единых технических правил при строительстве скважин на нефть и газ», горно-геологические условия и опыт бурения скважин, пробуренных ранее на данной площади.

Перед спуском обсадных колонн ствол скважины прорабатывается специальными компоновками бурильной колонны. Для равномерного расположения цемента в кольцевом пространстве на обсадной колонне устанавливаются центраторы. При цементации применяется режим закачки, обеспечивающий максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства.

Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга, что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт, т.е. надежно гарантирует охрану недр. Необходимо отметить, что толщина стенки

эксплуатационной колонны является расчетной, что гарантирует длительную работу обсадной трубы без нарушений, а это, в свою очередь, гарантирует охрану недр (геологической среды).

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается проходка данного интервала с использованием буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

1. Низкое содержание твердой фазы;
2. Достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора проектом предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих захоронению.

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

Охрана недр в процессе крепления скважины

Цементирование предполагает выполнение следующего комплекса мероприятий: подбор тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважин с учетом горно-геологических условий участка работ: пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов, а также температуры, обусловленной применением тепловых методов воздействия в процессе эксплуатации скважин; применяемый цемент характеризуется низким водоотделением (не более 1,4%), ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах.

С целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня, как с поверхностью обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины, проектом рекомендуется обязательное применение центраторов; Данные мероприятия на стадии цементирования обеспечат реализацию требований регламента по охране недр (геологической среды).

Охрана недр в процессе испытания пластов в колонне

Проектом предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Буровой раствор в обсадной колонне заменяется на воду со специальными добавками.

Уровень в колонне снижается на 150-170 метров. Производится перфорация и вызов притока.

Освоение скважин после достижения проектной глубины производится при оборудовании устья скважины надежным герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости.

Если в процессе испытания будут обнаружены признаки перетоков флюидов, которые могут привести к безвозвратным потерям нефти и газа в недрах, компания должна установить и устранить причины перетоков.

Если в процессе испытания до обработки призабойной зоны, вынос породы и разрушение пласта не наблюдалось, а после обработки началось интенсивное поступление породы в скважину, должен быть прекращен или ограничен отбор жидкости из скважины и осуществлены технические мероприятия по уменьшению количества выноса породы в скважину.

При проведении работ в скважине предусматривается обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений. В комплекс будут обязательно включены исследования по своевременному выявлению скважины с негерметичными колоннами.

При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью продукции, будут проводиться специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину, источника поступления и глубины залегания.

9.3. ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены.

Объем работ по технической рекультивации приведен в таблице 10.1.

Объем работ по технической рекультивации

Таблица 10.1

Наименование и характеристика работ	Количество
1. Транспортировка механизмов на участок работ	1 комплект
2. Разбивка бетона после демонтажа бурового оборудования	5 м ³
3. Вывоз металлолома	Уточняется при ликвидации
4. Снятие загрязненного грунта и сбор мусора	
5. Механизированная планировка выравниванием нарушенной площади	17000 м ²
6. Вспашка дороги к буровой	плугом

Примечание:

1. В связи с временным занятием земель под буровую производится возмещение ущерба землепользователю, исходя из бонитета почвы, продолжительности цикла строительства скважины и норматива годовых убытков по Постановлению Кабинета Министров РК N 978 от 30. 09. 93 г. из расчета –1,7 га.

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

На эти виды работ Гипроземом разработан "Типовой проект технологической и биологической рекультивации".

Биологическая рекультивация может быть произведена основным землепользователем с выделением ему соответствующего средства для этой цели.

Характеристика объекта по воздействию на почву и меры по его снижению

Процесс строительства скважин оказывает определенное воздействие на почвы. В целях защиты почв от воздействия технологического процесса предусматривается ряд природоохранных мер.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- формирование искусственной насыпной площадки под буровую;
- сооружение систем накопления и хранения отходов и систем инженер-ной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- обустройство земельного участка защитными канавами или обваловкой;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ.

Для уменьшения воздействия на почвы производится следующий комплекс мероприятий:

- производится насыпь под буровое оборудование;
- предусмотрено бетонирование буровой площадки под основные крупные блоки буровой установки;
- предусмотрено строительство подъездных дорог;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производятся в закрытой таре (мешки, бочки);
- буровой раствор готовится в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в металлических емкостях. После окончания бурения оставшийся в металлических емкостях буровой раствор вывозится на полигон захоронения ;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина - блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, песко-отделитель, илоотделитель, центрифуга) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые амбары;
- очистка буровых сточных вод, сброс которых осуществляется в емкость, производится отстаиванием от механических примесей;
- ГСМ привозятся с базы на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

9.4. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

Силами технических служб осуществляется контроль за выполнением в полном объеме технико - технологических проектных решений по охране окружающей среды, кроме этого, осуществляется постоянный контроль за эксплуатацией и нормальным функционированием технических средств по охране природы.

Из приборов контроля на буровой используются газоанализаторы. Устанавливается порядок контроля их технической исправностью, учет работы, своевременность испытаний и проверок.

9.5. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Известно, что все природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радио-активных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом.

Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

11.9.1. Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.

11.9.2. Во время испытания из всех продуктивных и водоносных горизонтов производится отбор проб для отправки на анализ на содержание радионуклидов.

11.9.3. В случае если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в шламовых емкостях, превышает уровень концентраций, предусмотренных основными санитарными правилами работы с радиоактивными веществами ОСП - 72/87, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

11.9.4. При производстве товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов; эти данные в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке.

11.9.5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0, 03 мбер/час (пункт 1. 12 ОСП - 72/87), рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями ОСП 72/87 с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства работ с радиоактивными веществами соответствующего класса.

Настоящая глава подробно излагается в Проекте ПредОВОС к настоящему Проекту.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Усредненная продолжительность строительства скважины глубиной 2100м, исходя из опыта бурения аналогичных скважин в Шу-Сарысуйском бассейне, составляет до 127,3 суток. При этом на каждые 500м глубины затраты времени увеличиваются от 18 до 27%, в среднем на 22,5%. Точный расчет продолжительности строительства скважины будет приведен в технической части проекта.

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

В данном разделе приведены затраты на период проведения разведочных работ на контрактной территории (табл.11.1):

Таблица 11.1.

Годы	Объем работ	Кол-во	Стоимость, млн. тенге
2021г.	Обобщение геофизических материалов и интерпретация сейсмических материалов	Отчет	1,0
	Проектные работы (разработка дополнения к проекту разведочных работ в связи с расширением контрактной территории – экологическая и государственная экспертизы).	Проект	4,0
Всего за 2021 год:			5,0
2022г.	Проведение геофизических работ (на расширенном участке контрактной территории), сейсмических работ (2D), обработка и интерпретация сейсмических материалов	100 п.км.	100,0
	Разработка технического проекта на бурение поисковой скважины	Проект	5,0
Всего за 2022 год:			105,0
2023г.	Бурение скважины Р-1 (бурение, освоение, ГИС)	2100м.	500,0
	Опробование и испытание скважины Р-1		10,0
Всего за 2023 год:			510,0
2024г.	Бурение скважины Р-2 (бурение, освоение, ГИС)	2100м.	500,0
	Опробование и испытание скважин Р-1 и Р-2		20,0
Всего за 2024 год:			520,0
2025г.	Оперативный подсчет запасов	Отчет	20,0
	Составление проекта пробной эксплуатации	Проект	10,0
Всего за 2025 год:			30,0
ИТОГО ГРР			1 170,0

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

По результатам выполнения работ, предусмотренных в настоящем «Дополнении к проекту разведочных работ ...», будет изучено геологическое строение исследуемой площади бурением скважин на перспективных ловушках, подготовлены исходные материалы для дальнейшего проведения подсчета запасов углеводородного сырья по категориям C_1+C_2 , установлены контура газоносности, гидродинамические данные газоносных пластов, проведен подсчет запасов газа и конденсата .

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов газа и конденсата

Оценка перспективных ресурсов газа и конденсата рассчитывалась по формуле:

$$Q_G = F * h * K_n * K_G * P_0$$

Q_G – начальные запасы газа, млн. куб.м

F – площадь в пределах контура газоносности, м²;

h – эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_n – коэффициент пористости;

K_G – коэффициент газонасыщенности;

P_0 – начальное пластовое давление в залежи, Мпа.

- площади вычислялись по замкнутой изогипсе;
- пластовое давление определялось как гидростатическое с градиентом 5%;
- эффективная газонасыщенная толщина, коэффициенты пористости и газонасыщенности взяты по аналогии с месторождением Амангельды.

Ресурсы газа подсчитаны по визейскому и турнейскому горизонтам.

- Западный Бекмурат - 1,42 млрд. куб.м (0,665 + 0,765);
- Восточный Бекмурат - 1, 262 млрд. куб.м (0,504 + 0,758).
- Всего по участкам Западный и Восточный Бекмурат - 2,682 млрд. куб.м.
- Ресурсы конденсата при 80 г/куб.м составят 214,5 тыс.т. без учёта коэффициента извлечения.

Ресурсы газа по нижнепермскому и серпуховскому горизонту не считались из-за непромышленных объёмов.

Предполагаемые контуры залежей приняты по замыкающим изогипсам -1250м (структура, район скважины Р-1) и - 1235м (структура, район скважины Р-2).

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ.

Предполагаемая геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели поисковых работ на площади приведены в табл. 13.1.

Таблица 13.1

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем
1	2	3	4
1	Количество проектных поисковых скважин	шт.	2
2	Проектные глубины, горизонт	м	2100м/PZ
3	Суммарный метраж	м	4200
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст–мес	1677.85
5	Предполагаемая стоимость строительства проектных скважин	млн. тенге.	1 000,0
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге	278,57
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на площади	млн. тенге.	1 170,0
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год, месяц	4/48
9	Ожидаемый прирост запасов газа, конденсата	млн. м ³ , тыс.т.	2682/214,5
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	тыс.м ³ /м, т./м	638,6/51,1
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	млн.м ³ /скв., тыс.т./скв.	1341/107,3
12	Затраты на подготовку тыс. м ³ ожидаемых запасов газа	тенге /1000 м ³	436,2

14.ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Запланированные данным проектом работы позволят уточнить геологическое строение контрактной территории, также изучить литолого-фациальные, гидрогеологические, структурные особенности резервуаров, основные физические параметры, коллекторские свойства продуктивных горизонтов, изучены свойства пластовых флюидов, что в дальнейшем позволит решить вопрос о постановке оценочных работ и проведения пробной эксплуатации залежей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Акчулаков У., Жолтаев Г.Ж., Жылкайдаров С.Е., «Оценка прогнозных ресурсов углеводородного сырья Республики Казахстан (нефть, газ, конденсат)». г. Алматы, 2003г. в трех книгах .
Ужкенов Б.С. , Исказиев К.О., Карабалин У.С.Отчет «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» Шу-Сарысуский бассейн том 1.
Акчулаков У., Быкадоров В.А., Давыдов Н.Г. и др. Отчет «О совместных геологических исследованиях по теме «Неразведанный нефтегазовый потенциал в пределах Шу-Сарысуского бассейна». г.Алматы-Хьюстон, 2004г. в 3-х книгах.
Агеев Б.Д. – К истории формирования среднепалеозойских эвапоритов Чу-Сарысуйской депрессии в связи с поисковыми работами на нефть и газ на юге Казахстана. - сб. «Нефтегазоносность регионов древнего соленакопления». - Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1982.
Бучи В.А., Гарецкий Р.Г., Кирюхин Л.Г. Тектоника эпигеосинклинального палеозоя Туранской плиты и её обрамления. – Москва, 1975 г.
Даукеев С. Ж., Воцалевский Э. С., Пилифосов В. М и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана», Нефть и газ, том III, Алматы, 2002.
Ли А.Б., Власов В.И., Парагульгов Х.Х., Филиппьев Г.П. и др. Тектоническое развитие и перспективы нефтегазоносности Чу – Сарысуйской депрессии – Наука, Казахская ССР, Алма-Ата, 1982 г.
Алиханов Т.А. «Анализ и частичная переинтерпретация геолого-геофизических материалов по северной части Чу-Сарысуской впадины с целью выдачи рекомендации по методике и направлению нефтегазопроисловых работ и создание банка сейсмической (МОГТ) и буровой изученности».
Рахметова Р.А., Мамедов М.Н., Ахаев С.А. Выявление локальных структур по палеозойским отложениям и подготовка одной из них под глубокое бурение. Отчет о производстве сейсморазведочных работ МОГТ в южной части Мойынкумской впадины за 1981-1982 г.г. Мойынкумская партия 50/81-82. ТГЭ пос. Нов. Турланский, 1983г.
Воцалевский Э.С. и др. Геолого-геофизические модели нефтегазоносных бассейнов Казахстана. г. Алматы, фонды ИГН им. К.И.Сатпаева, 1999г.
Коломиец В.П., Щерба Р.Ю., Рева А. и др. Отчет: О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, обработки и интерпретации сейсмических данных по участку Бекмурат на контрактной территории ТОО «Taraz Investment» за 2020 г».

ПЕРЕЧЕНЬ ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Название	Стр.
1. Копия лицензии на право проектирования горных производств	92
2. Протокол Заседания научно-технического совета компании исполнителя	94
3. Протокол совместного заседания научно-технического совета заказчика и исполнителя	96
4. Заключение государственной экологической экспертизы	98
5. Заключение независимого эксперта	

СПИСОК РИСУНКОВ

№ рис.	Название	Стр.
1	2	3
1	Геологический отвод контрактной территории ТОО «Taraz Investment»	10
2	Картограмма расположения геологического отвода	11
3	Картограмма основного и запрашиваемого участков Геологического отвода	12
4	Обзорная карта района работ, масштаб 1:1 000 000	15
4.1	Корреляционный профильный разрез через скважины	32
4.2	Сводный геолого-геофизический разрез	33
4.2.1.	Структурно-тектоническая схема каменноугольных отложений Шу-Сарысуйского бассейна	36
4.2.2.	Схема тектонического районирования Шу-Сарысуйского бассейна	37
4.2.3.	Структурно-тектоническая схема Мойынкумской впадины	38
5.3.1	Структурная карта участка Бекмурат по ОГ- II	50
5.3.2	Структурная карта участка Бекмурат по ОГ- IIIк	51
5.3.3	Структурная карта участка Бекмурат по ОГ- III	52
5.3.4	Структурная карта участка Бекмурат по ОГ- IV	53
5.3.5	Структурная карта участка Бекмурат по ОГ- PZ	54

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№ таблицы	Название	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Координаты угловых точек основного участка Геологического отвода ТОО TarazInvestment.	12
2	1.2	Координаты угловых точек запрашиваемого участка Геологического отвода ТОО TarazInvestment.	12
3	2.1.	Таблица географо-экономических условий	13
4	3.1.1	Аэромагнитная изученность	18
5	3.1.2	Гравиметрическая изученность	19
6	3.1.3	Сейсмическая изученность	20
7	3.1.4	Буровая изученность	25
8	3.1.5	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	26
9	3.3.1	Геофизические и геохимические исследования.	27

10	3.4.1	Лабораторные исследования.	28
11	4.1.1	Стратиграфия ранее пробуренных скважин	34
12	5.3.1.	Объемы и сроки проведения разведочного бурения	48
13	5.4.1.	Ожидаемые осложнения при бурении	49
14	5.4.2.	Физические свойства разреза	55
15	5.5.1.	Параметры бурового раствора	56
16	5.6.1.	Типовая конструкция скважин	56
17	5.7.1.	Характеристика ПВО, оборудование устья скважин	57
18	5.8.1.1.	Сведения по проектному отбору керна	58
19	5.8.2.1.	Геофизические исследования	58
20	5.8.3.1.	Испытание в открытом стволе	59
21	5.8.3.2.	Испытание объектов в эксплуатационной колонне	59
22	5.8.4.1.	Лабораторные исследования	60
23	6.1.1.	Попутные поиски	61
24	8.1.	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины	62
25	8.2	Используемые расходные материалы	62
26	8.3	Вспомогательная техника	62
27	9.1	Прогноз аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению	70
28	10.1	Объем работ по технической рекультивации	81
29	11.1	Общая сумма затрат на проведение геологоразведочных работ	84
30	13.1	геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели поисковых работ	86

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Название приложений	№ прило- жения	№ лис- та	Масштаб	Степень секрет- ности
1	2	3	4	5	6
1.	Схема буровой и сейсмической изученности	1	1	1:20 000	ДСП
2.	Структурная карта по ОГ II площади Бекмурат (подошва соленосной толщи P _{1c})	2	2	1:25 000	ДСП
3.	Структурная карта по ОГ III k площади Бекмурат (кровля известняков серпуховского яруса C _{1 sr})	3	3	1:25 000	ДСП
4.	Структурная карта по ОГ III площади Бекмурат (подошва нижневизейского подъяруса нижнего карбона C _{1 v1})	4	4	1:25 000	ДСП
5.	Структурная карта по ОГ IV площади Бекмурат (подошва турнейских отложений - кровля девонских отложений C _{1t-D3})	5	5	1:25 000	ДСП
6.	Структурная карта по ОГ PZ площади Бекмурат (поверхность додевонских	6	6	1:25 000	ДСП

	отложений - фундамент)				
7.	Глубинный сейсмический разрез по профилю В_20_11 через скважину Р-1	7	7	гор.1:25 000 верт.см-100м	ДСП
8.	Глубинный сейсмический разрез по профилю В_20_02 через скважину Р-2	8	8	гор.1:25 000 верт.см-100м	ДСП
9.	Глубинный сейсмический разрез по профилю В_20_15	9	9	гор.1:25 000 верт.см-100м	ДСП
10	Геолого-технический наряд	10	10	1:5 000	ДСП

Всего графических приложений – 10

Всего листов - 10

ПРИЛОЖЕНИЯ

20010247



ЛИЦЕНЗИЯ

16.07.2020 года

20010247

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Мунайгазгеолсервис"

050000, Республика Казахстан, г.Алматы, улица Гоголя, дом № 86, офис 708
БИН: 960140001703

(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 производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов

(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

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Алмауытов Сабит Базарбаевич

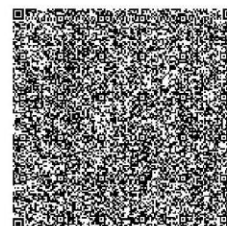
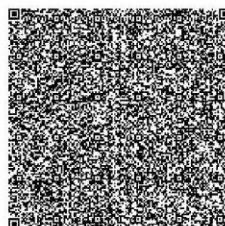
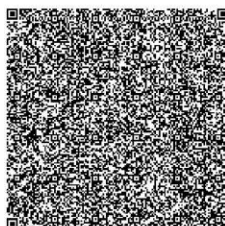
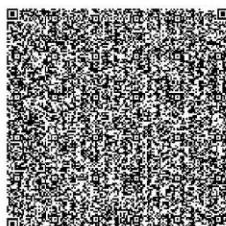
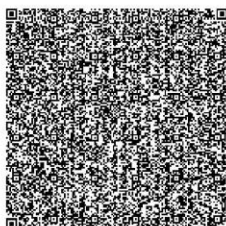
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **22.07.2009**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан



20010247



123

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 20010247

Дата выдачи лицензии 16.07.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Ведение технологических работ (геофизические работы) на месторождениях углеводородов
- Испытание скважин на месторождениях углеводородов
- Освоение, опробование скважин на месторождениях углеводородов

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

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Мунайгазгеолсервис"

050000, Республика Казахстан, г. Алматы, улица Гоголя, дом № 86, офис 708, БИН: 960140001703

(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)

Производственная база

г. Шымкент, мкр-н Турлан, ул. Шмидта, 1 В.

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Алмауытов Сабит Базарбаевич

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

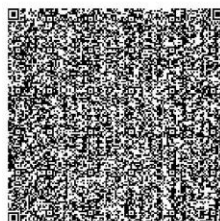
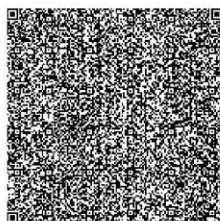
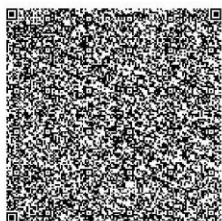
Номер приложения

001

Срок действия

Дата выдачи

16.07.2020



Осы қаражат «Электронды қаражат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағыш қаражатпен маңызды бірдей. Дәлелді документтің пайдалануы 1-тармақпен 7-ЗРК-тен 7-январь 2003-жылы "Об электронном документе с электронной цифровой подписью" равнозначен документу на бумажном носителе.

**Протокол
технического совещания специалистов ТОО «Мунайгазгеолсервис»**

«__» _____ 2021 г.

г. Шымкент

Присутствовали: Бигараев А.Б. – генеральный директор
Грибков В.А. – главный геолог
Абдуллаев И.Ш. – главный геофизик
Жумабек С.У. – ведущий инженер

ПОВЕСТКА СОВЕЩАНИЯ:

Рассмотрение «Дополнения № 1 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат»

С кратким изложением выступил автор проекта Грибков В.А. он отметил, что проектный документ разработан по договору между ТОО «Taraz Investment» и ТОО «Мунайгазгеолсервис». Проектный документ разработан в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов» и геологического задания подписанного генеральным директором ТОО «Taraz Investment».

В 2019г компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат», в котором обосновывались объемы геологоразведочных работ на 6 лет периода разведки контрактной территории. Согласно этого проекта, ТОО «Taraz Investment» в 2020 году провела полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 191 пог. км. на Контрактной территории.

По результатам проведенных работ на площади исследований выявлены структуры перспективные в нефтегазоносном отношении. В Западной части площади Бекмурат на выявленной структуре Западный Бекмурат по результатам сейсмики 2Д было рекомендовано бурение поисково-разведочной скважины. Но согласно новых структурных построений, на структурных картах построенных по результатам интерпретации сейсмики 2Д, структура Западный Бекмурат частично выходит за пределы Геологического отвода ТОО «Taraz Investment».

На основании этого компания ТОО «Taraz Investment» намерена расширить границы участка Геологического отвода в Западном направлении.

Настоящее "Дополнение к проекту..." составлено с целью обоснования необходимости расширения Геологического отвода ТОО «Taraz Investment» в западном направлении, и объемов проведения геологоразведочных работ на газ и газоконденсат на расширенной площади контрактной территории ТОО «Taraz Investment».

Для решения поставленных задач, проектом предусматривается бурение, опробование и испытание 2-х разведочных скважин проектной глубиной 2100м, проектный горизонт – кровля фундамента.

Также в проекте предусмотрена рабочая программа с физическими и финансовыми объемами.

Заслушав и обсудив сообщение Грибкова В.А. и ознакомившись с представленным проектного документа, совещание **решило** :

- 1.Разработанное «Дополнения № 1 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат" одобрить.
- 2.Данный проектный документ направить на рассмотрение и согласование Заказчику ТОО «Taraz Investment».

Председатель ТС

Бигараев А.Б.

Секретарь

Жумабек С.

**Протокол
совместного технического совещания специалистов ТОО «Taraz
Investment» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»**

«__» _____ 2021 г.

г. Тараз

Присутствовали:

От ТОО «Taraz Investment»:

Директор ТОО «Taraz Investment»

Главный геолог

Секретарь

Бекбаулиев Д.М.

Жанокоев Р.

Ощепков Д.

От ТОО «Мунайгазгеолсервис»:

Генеральный директор

Главный геолог

Главный геофизик

Бигараев А.Б.

Грибков В.А.

Абдуллаев И.Ш.

ПОВЕСТКА СОВЕЩАНИЯ:

Рассмотрение «Дополнения №1 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат».

С кратким изложением выступил автор "Дополнения к проекту..." Грибков В.А. Он отметил, что проектный документ разработан по договору между ТОО «Taraz Investment» и ТОО «Мунайгазгеолсервис». Проектный документ разработан в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов» и геологического задания подписанного генеральным директором ТОО «Taraz Investment».

В 2019г компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат», в котором обосновывались объемы геологоразведочных работ на 6 лет периода разведки контрактной территории. Согласно этого проекта, ТОО «Taraz Investment» в 2020 году провела полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 191 пог. км. на Контрактной территории.

По результатам проведенных работ на площади исследований выявлены структуры перспективные в нефтегазоносном отношении. В Западной части площади Бекмурат на выявленной структуре Западный Бекмурат по результатам сейсмики 2Д было рекомендовано бурение поисково-разведочной скважины. Но согласно новых структурных построений, на структурных картах построенных по результатам интерпретации сейсмики 2Д, структура Западный Бекмурат частично выходит за пределы Геологического отвода ТОО «Taraz Investment».

На основании этого компания ТОО «Taraz Investment» намерена расширить границы участка Геологического отвода в Западном направлении.

Настоящее "Дополнение №1 к проекту..." составлено с целью обоснования необходимости расширения Геологического отвода ТОО «Taraz Investment» в западном направлении, и объемов проведения геологоразведочных работ на газ и газоконденсат на расширенной площади контрактной территории ТОО «Taraz Investment».

Для решения поставленных задач, проектом предусматривается бурение, опробование и испытание 2-х разведочных скважин проектной глубиной 2100м, проектный горизонт – кровля фундамента.

Также в проекте предусмотрена рабочая программа с физическими и финансовыми объемами.

Заслушав и обсудив сообщение Грибкова В.А. и ознакомившись с представленным проектным документом, совещание **решило**:

1. Разработанное «Дополнение №1 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Бекмурат» **одобрить**.

2. Данный проектный документ направить на рассмотрение и согласование в Центральную комиссию по разведке и разработке полезных ископаемых Министерства энергетики Республики Казахстан.

Председатель ТС

Секретарь



/Бекбаулиев Д.М.

Ощепков Д.

