

АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

АО «Sozak Oil and Gas»

«Созак Ойл энд Газ»

_____ Лю Вэй

_____ 2026 г.



**Проект разведочных работ
по поиску углеводородов на контрактной территории
АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»
в Туркестанской области
согласно контракта №2433-УВС от 27.07.2007 г**

Книга и папка с графическими приложениями

Книга. Текст

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»





Атырау - 2026 г.


Джамикешов А.М.


“ _____ ” _____ 2026 г

Список исполнителей

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

Начальник отдела
проектирования строительства скважин:  Е.К. Умбетов

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

Геолог нефтепромысловой группы
отдела геологии:  Б.С. Сейтова

Техник отдела проектирования
разработки НГМ:  А.Б. Саматова

Нормоконтролер:  Г.А. Тасмагамбетова

Тлекбаева Л.Н. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в Туркестанской области согласно контракта №2433-УВС от 27.07.2007 г»

Книга и папка с графическими приложениями

Книга – текст 120 страниц, 39 таблиц, 15 рисунков, 5 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 10 графических приложений.

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», Лицензия №18020929 от 19.11.2018 г на проектирование горных производств. г. Атырау, ул. Смагулова-4а. 2026 г.

Атырауская область, Республика Казахстан

АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», Контракт №5504 от 03.07.2025 г.

Реферат. Перспективы нефтегазоносности участка Созак связаны с отложениями верхнего палеозоя. В проекте проведен анализ результатов сейсмических исследований МОГТ 2/3D и данных глубокого бурения, выполненных на исследуемой территории.

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

Настоящей работой проектируется бурение 7 поисковых скважин (3 независимые и 4 зависимые) с целью поисков залежей углеводородов в отложениях палеозоя и проведение сейморазведочных работ МОГТ 3D в объеме 200 кв.км на участке Тамгалытар. В проекте освещены методика и объем буровых работ, цели и задачи, условия проводки, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

Ключевые слова: Созак, месторождение, нефтегазоносность, продуктивный горизонт, скважина, бурение, испытание, пласт, промыслово-геофизические исследования, сейморазведка, запасы и ресурсы углеводородов.

Составила:



Тлекбаева Л.Н.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**на оказание услуг по разработке и согласованию в уполномоченных органах
«Проекта разведочных работ по поиску залежей углеводородов на контрактной территории
АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в Туркестанской области»**

Целевое назначение работы.

Разработка и согласование в уполномоченных органах «Проекта разведочных работ по поиску залежей углеводородов на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в Туркестанской области» (далее - Проект) на основании всей имеющейся исходной геолого-геофизической информации, в соответствии с:

- Кодексом РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 г. № 125-VI ЗРК;
- Экологическим кодексом РК от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК;
- Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. № 239;
- Правилами проведения государственной экологической экспертизы, утвержденные приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 09.08.2021 г. № 317.

Геологические задачи.

Проектирование геологоразведочных работ с целью разведки залежей углеводородов в каменноугольных, девонских, палеозойских отложениях, согласно нормативно-правовым требованиям РК в области недропользования, охраны окружающей природной среды и недр, промышленной безопасности, а также с учетом воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

Научное обоснование методики работ поиска на нефть и газ.

Размещение зон для сейсморазведочных работ 3Д.

Размещение разведочных скважин в различных геологических условиях.

Обоснование видов, объемов и стоимости геологоразведочных работ.

Оценка продолжительности и эффективности разведочных работ, оценка ресурсов углеводородного сырья.

Исходные данные.

- Прямоугольные координаты геологических отводов.
- Координаты пробуренных скважин.
- Данные ГИС по всем пробуренным скважинам (в том числе, микрокаротаж, боковой каротаж, акустический каротаж, плотностной каротаж, спектральный гамма-каротаж (если проводился), газовый каротаж (если проводился)). Обработка и интерпретация ГИС.
- Результаты испытания скважин (перфорация, открытый ствол).
- Стратиграфические отбивки по скважинам.
- Отбивки продуктивных горизонтов.
- Данные ВСП (при наличии).
- Геологические/геофизические отчеты прошлых лет.
- Имеющаяся/текущая сейсмическая интерпретация во временной и глубинной областях.
- Технический отчет о текущей интерпретации, который включает части о стратиграфии, тектоники, нефтегазонасности района, методике полевых наблюдений, методике обработки сейсмических данных, методике интерпретации с выводами.



Согласование и утверждение проекта:

- Согласовать Проект с Заказчиком;
- Выполнить государственную экологическую экспертизу проекта в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан;
- Обеспечить соответствие Проекта требованиям «Кодекса о недрах и недропользовании», «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке

добыче полезных ископаемых», «Экологическому кодексу РК».
 Предоставить утвержденный Проект Заказчику в двух экземплярах, с графическими приложениями на бумажном носителе (2 экз.) и на электронном носителе (2 экз.).

Ожидаемые результаты работ:

- 1.1. Согласованный и утвержденный согласно с законодательством РК всеми необходимыми государственными органами «Проект разведочных работ по поиску залежей углеводородов на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в Туркестанской области»;
- 1.2. Научное обоснование методики проектируемых работ, видов, объемов и последовательности (программа разведки);
- 1.3. Обоснование точки заложения разведочных скважины для постановки бурения, в соответствии со структурными планами, размерами и морфологией ловушек УВС;
- 1.4. Обоснование проектных глубин скважин;
- 1.5. Оценка прогнозных ресурсов УВС;
- 1.6. Расчет стоимости геологоразведочных работ и научных исследований;
- 1.7. Расчет геолого-экономической эффективности работ периода разведки;
- 1.8. Запланированы специальные научно-исследовательские работы.

<p>Заказчик: АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»</p>  <p>Лю Вэй Должность: Генеральный директор</p>	<p>Подрядчик/Исполнитель: ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»</p>  <p>Джамикешов А.М. Должность: Генеральный директор</p>
--	--

**КНИГА. ТЕКСТ
ОГЛАВЛЕНИЕ**

	Стр.
1. ВВЕДЕНИЕ	10
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	13
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	15
3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	15
3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	29
3.3. Геофизические исследования	29
3.4. Лабораторные исследования	30
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ	42
4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез	42
4.2. Тектоника	48
4.3. Газоносность	55
4.4. Гидрогеологическая характеристика	69
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	73
5.1. Цели и задачи поисковых работ	73
5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ	75
5.3. Система расположения поисковых скважин	78
5.4. Геологические условия проводки скважин	83
5.5. Характеристика промывочной жидкости	86
5.6. Обоснование типовой конструкции скважин	89
5.7. Оборудование устья скважин	92
5.8. Исследовательские работы	92
5.8.1. Отбор керна и шлама	93
5.8.2. Геофизические и геохимические исследования в скважинах	94
5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин	96
5.8.4. Лабораторные исследования	101
6. Попутные поиски	101
7. Обработка материалов поисковых работ	102
8. Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам	103
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	114
10. Продолжительность проектируемых работ	135
11. Предполагаемая стоимость проектируемых работ	136
12. Ожидаемые результаты работ	137
12.1. Предварительная оценка ресурсов газа	137
13. Основные технико-экономические показатели поисковых работ	139
14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	140
Список использованных источников	141

СПИСОК РИСУНКОВ

№№	№ №	Наименование	Стр.
1	2.1	Обзорная карта. Масштаб 1:1000000	14
2	3.1.1	Схема изученности участка Созак	20
3	4.2.1	Тектоническая схема каменноугольных отложений Шу-Сарысуской впадины	48
4	4.2.2	Структурная схема по отражающему горизонту PZ	51
5	4.2.3	Структурная схема по отражающему горизонту D _{3f}	52
6	4.2.4	Структурная карта по отражающему горизонту C _{1v3}	53
7	4.2.5	Структурная карта по отражающему горизонту C1sr	54
8	5.1.1	Схема расположения перспективных рифогенных объектов, выделенных в отложениях нижнего карбона	74
9	5.2.1	Тамгалытар. Схема проектной площади МОГТ 3D	76
10	5.3.1	Фрагмент временного сейсмического разреза 2008-М-18 через скважину TGTR-10	79
11	5.3.2	Фрагмент временного сейсмического разреза 2008-М-20 через скважину TGTR-11	79
12	5.3.3	Фрагмент временного сейсмического разреза 2008-М-06 через скважины TGTR-12 и TGTR-13	80
13	5.3.4	Фрагмент временного сейсмического разреза CrLine20374 через скважину ASSA-4	81
14	5.3.5	Фрагмент временного сейсмического разреза InLine3038 через скважину ASSA-5	82
15	5.3.6	Фрагмент временного сейсмического разреза 2023-L13 через скважину KNDK-10	83

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№	№ №	Наименование	Стр.
1	2.1	Общие сведения о районе работ	13
2	3.1.1	Геофизическая изученность участка Созак и прилегающей территории	21
3	3.1.2	Изученность участка Созак глубоким бурением в период 2008-2024 г.г.	24
4	3.1.3	Сведения о выполнении предшествующих разведочных работ на углеводороды	25
5	3.3.1	Объём выполненных ГИС в скважинах месторождений Контрактной территории	31
6	3.4.1	Сведения об освещённости керном продуктивных горизонтов месторождений контрактной территории	33
7	3.4.2	Состав пластового газа	37
8	3.4.3	Состав и свойства газа, отобранного с устья скважин	37
9	4.1.1	Стратиграфические отбивки скважин, пробуренных на контрактной территории	43
10	4.3.1	Сведения о запасах свободного газа	58
11	4.3.2	Характеристика продуктивных горизонтов (залежей),	59

		оконтуренных в пределах контрактной территории	
12	4.3.3	Результаты испытаний скважин на контрактной территории	64
13	4.4.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод по прилегающим месторождениям	70
14	4.4.2	Микрокомпонентный состав пластовых вод месторождений Придорожное Южное и Орталык	71
15	5.2.1	Тамгалытар. Координаты угловых точек контура сейсмической съёмки МОГТ-3D. Система координат WGS-84, зона UTM 40N.	77
16	5.2.2	Предлагаемые параметры системы наблюдений и возбуждения сейсморазведки МОГТ 3D	77
17	5.4.1	Интервалы фактических и возможных осложнений	84
18	5.4.2	Проектный стратиграфический разрез скважин, закладываемых на площадях Тамгалытар, Аса и Киндерлик	85
19	5.5.1	Характеристика промывочной жидкости проектных скважин	88
20	5.6.1	Рекомендуемая конструкция проектных скважин	91
21	5.7.1	Характеристика ПВО для скважин	92
22	5.8.1.1	Сведения по проектному отбору керна	94
23	5.8.2.1	Проектный комплекс ГИС	95
24	5.8.3.1	Интервалы опробования пластов на кабеле в проектных скважинах	99
25	5.8.3.2	Проектные интервалы опробования в эксплуатационной колонне	100
26	5.8.4.1	Комплекс лабораторных исследований в расчете на 1 скважину	101
27	8.1	Сроки проведения ликвидационных работ	106
28	8.2	Виды работ при ликвидации скважин	106
29	8.3	Виды работ по технической рекультивации земли	107
30	8.4	Виды работ по биологической рекультивации земли	107
31	8.5	Сводный сметный расчет стоимости рекультивации нарушенных земель	110
32	8.6	Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин	111
33	8.7	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	112
34	8.8	Техническая характеристика АФК1-65/65x21	112
35	8.9	Расчет общей массы металлолома	112
36	8.10	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	113
37	11.1	Основные финансовые затраты проектируемых ГРП	136
38	12.1.1	Оценка перспективных ресурсов газа по категории С ₃	138
39	13.1	Основные геолого-экономические показатели поисковых работ	139

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№	Наименование	Стр.
1	Копия геологического отвода и картограммы	142
2	Протокол заседания НТС ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»	148
3	Протокол совместного заседания НТС ТОО «Earth Oil & Gas» и ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»	149
4	Копия лицензии на право проектирования горных работ	151
5	Экологический скрининг	153

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ П/п	№№ Прил	Название графического приложения	Масштаб	Кол. листо в	Гриф
1	1	Схема геолого-геофизической изученности	1:100000	1	н/с
2	2	Сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез	1:10000	1	н/с
3	3	Тектоническая схема каменноугольных отложений Шу-Сарысуской впадины	1:1000000	1	н/с
4	4	Структурная карта по отражающему горизонту PZ	1:200000	1	н/с
5	5	Структурная карта по отражающему горизонту D	1:200000	1	н/с
6	6	Структурная карта по отражающему горизонту C1v3	1:200000	1	н/с
7	7	Структурная карта по отражающему горизонту C1s	1:200000	1	н/с
8	8	Временные разрезы	Гор.1:100000 верт.1см- 50мс	1	н/с
9	9	Геологический профиль	Гор.1:100000 верт.1:10000		
10	10	ГТН	1:5000	1	н/с

Всего 10 графических приложений на 10 листах, все несекретно.

1. ВВЕДЕНИЕ

По административному делению участок Созак расположен в Туркестанской области.

Контракт на совмещенную разведку и добычу УВС за №2433 между Компетентным органом и ТОО «Марсель Петролеум» на контрактную территорию в пределах блоков XXX-42, 43, 44, 45-А, В (частично), D, E (частично); XXXI-42-А, В, С, D (частично), E (частично), F, 43, 44-А, В, С, D (частично), E (частично), F, 45-А, В (частично), D, E (частично); XXXII-42-В (частично), С (частично), F (частично), 43-А, В, С, D (частично), E, F, 44, 45-А, В (частично), D, E (частично); XXXIII-43-А (частично), В (частично), С, D (частично), E (частично), F (частично), 45-А, В (частично), D (частично), E (частично) (далее участок Созак), был заключен 27.07.2007 г.

В 2015 г ТОО «Марсель Петролеум» переименовано в ТОО «Sozak oil and gas»/«Созак ойл энд газ», в 2020 г ТОО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» преобразовано в Акционерное общество «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

В соответствии с Дополнением №19 (рег.№5297-УВС от 14.12.2023 г.) к Контракту недропользователь перешел на типовой контракт на разведку и добычу углеводородов по сложным проектам и проводил оценочные работы в пределах участков Придорожное Южное, Аса, Орталык, Кендирлик, Тамгалытар, Оппак.

Дополнением №21 (рег.№5600-УВС от 23.02.2026 г.) к Контракту №2433 от 27.07.2007 г на разведку и добычу период разведки был продлен на 5 лет на расширяемую территорию геологического отвода. Срок действия Контракта является совмещенным и состоит из периода разведки по участку недр, включая месторождения Аса, Кендирлик, Орталык, Оппак и Тамгалытар и с учетом продления периода разведки на 5 лет истекает 15 октября 2031 г и периода добычи по месторождению Придорожное Южное продолжительностью 25 лет и действует до 14 декабря 2048 г.

Площадь геологического отвода участка Созак составляет 10417,05 кв.км. Глубина отвода – до кристаллического фундамента (текст.прил.1).

С начала 70-х годов прошлого века в Кокпансорской впадине проводится детальная сейсморазведка МОВ силами Илийской, Джезказганской и Турланской экспедиций. Выявлены и изучены структуры Тереховская, Тамгалытар, Северное Придорожное, Придорожное, Южное Придорожное, Западный Оппак, Оппак и др.

Результаты геолого-геофизических исследований и сравнительно небольших объемов поисково-разведочного бурения в исследуемом районе в целом положительные. Были открыты газовые месторождения Придорожное Южное, Аса, Кендирлик,

Тамгалытар, Орталык и другие в отложениях палеозоя, верхнего девона фаменского яруса, нижнего карбона визейского и серпуховского ярусов.

По результатам поисково-разведочного бурения, переинтерпретации данных ГИС коллекторы выделены в отложениях палеозоя, верхнего девона фаменского яруса, нижнего карбона визейского и серпуховского ярусов, результаты опробования скважин установили характер насыщения залежей как газовый.

Итогом планомерных геолого-геофизических работ, включающих этапы поисков и оценки, выполненным недропользователем, явилось уточнение геологического строения и обнаружения новых залежей в пределах контактной территории.

За период 2020-2023 г.г. ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» выполнил 6 оперативных подсчетов запасов по месторождениям Придорожное Южное, Аса, Орталык, Кендирлик, Тамгалытар, Оппак, запасы свободного газа рассмотрены на заседании ГКЗ РК и учтены в Государственном балансе (протоколы №2223-20-П от 14.10.2020 г., №2246-20-П от 08.12.2020 г., №2367-21-П от 17.11.2021 г., №2432-22-П от 30.05.2022 г., №2327-20-П от 28.06.2021 г., №2464-22-П от 27.10.2022 г. соответственно).

В 2023 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнил подсчет запасов свободного газа по месторождению Придорожное Южное, запасы которого были рассмотрены на заседании ГКЗ РК и утверждены протоколом №2582-23-У от 03.08.2023 г.

В период 2008-2023 г.г. в пределах участка Созак были выполнены 2D сейсморазведочные работы в объеме 5011 пог.км, 3D – 1331 кв.км.

При проведении переинтерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 2/3D по всей контрактной территории большое внимание уделялось поискам неантиклинальных ловушек рифового типа. В результате этих работ в отложениях нижнего карбона были выявлены и закартированы аномалии сейсмической записи, отождествленные с рифовыми постройками.

Косвенным признаком наличия рифогенных объектов в разрезе могут служить большие величины дебитов пластовых флюидов на примере скважины SK-1001 (Тамгалытар), где из серпуховских карбонатных отложений получен приток газа дебитом 163,4 тыс.м³/сут.

Для составления настоящего проекта проведен комплексный анализ имеющихся геолого-геофизических материалов, по результатам которых была разработана программа геолого-геофизических работ с целью изучения геологического строения контрактной территории и поисков залежей углеводородов в серпуховских и визейских отложениях.

Проектом предусматривается бурение 7 разведочных скважин проектными глубинами от 1900 м до 2900 м, из них 3 скважины независимые (TGTR-10, TGTR-11, ASSA-4) и 4 скважины (TGTR-12, TGTR-13, ASSA-5, KNDK-10), зависящие от результатов бурения независимых скважин и проведение сейсморазведочных работ МОГТ 3D в объеме 200 кв.км на участке Тамгалытар.

Целью проведения этих работ является изучение геологического строения участка Созак, уточнение геологического строения, поиски залежей углеводородов рифогенного характера в серпуховских и визейских отложениях нижнего карбона, а также определение целесообразности постановки дальнейших геологоразведочных работ на исследуемой территории.

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

№ №	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Туркестанская область
2	Место базирования НГРЭ	г.Кызылорда
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Полого-холмистая равнина с абсолютными отметками от 116 м до 217 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Р.Сарысу
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	-35°C-+45°C
7	Количество осадков	90-150мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Различного сезонного направления, до 30 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	5-20см, неравномерно
10	Геокриологические условия	Мерзлые породы отсутствуют
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Октябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	сайгаки, волки, лисы, грызуны, пресмыкающиеся и насекомые
13	Населенные пункты и расстояния до них	г.Кызылорда в 180 км на запад
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Аграрный сектор, горнодобывающая промышленность
16	Наличие материально-технических баз	В г.Кызылорда
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Нефтепроводы Павлодар-Шымкент, Кумколь-Каракоин
18	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	автономные
19	Виды связи	Радио, спутниковая связь
20	Пути сообщения	Грунтовые дороги
21	Условия перевозки вахт	Автотранспортом
22	Наличие аэродромов, жд.станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	г.Кызылорда

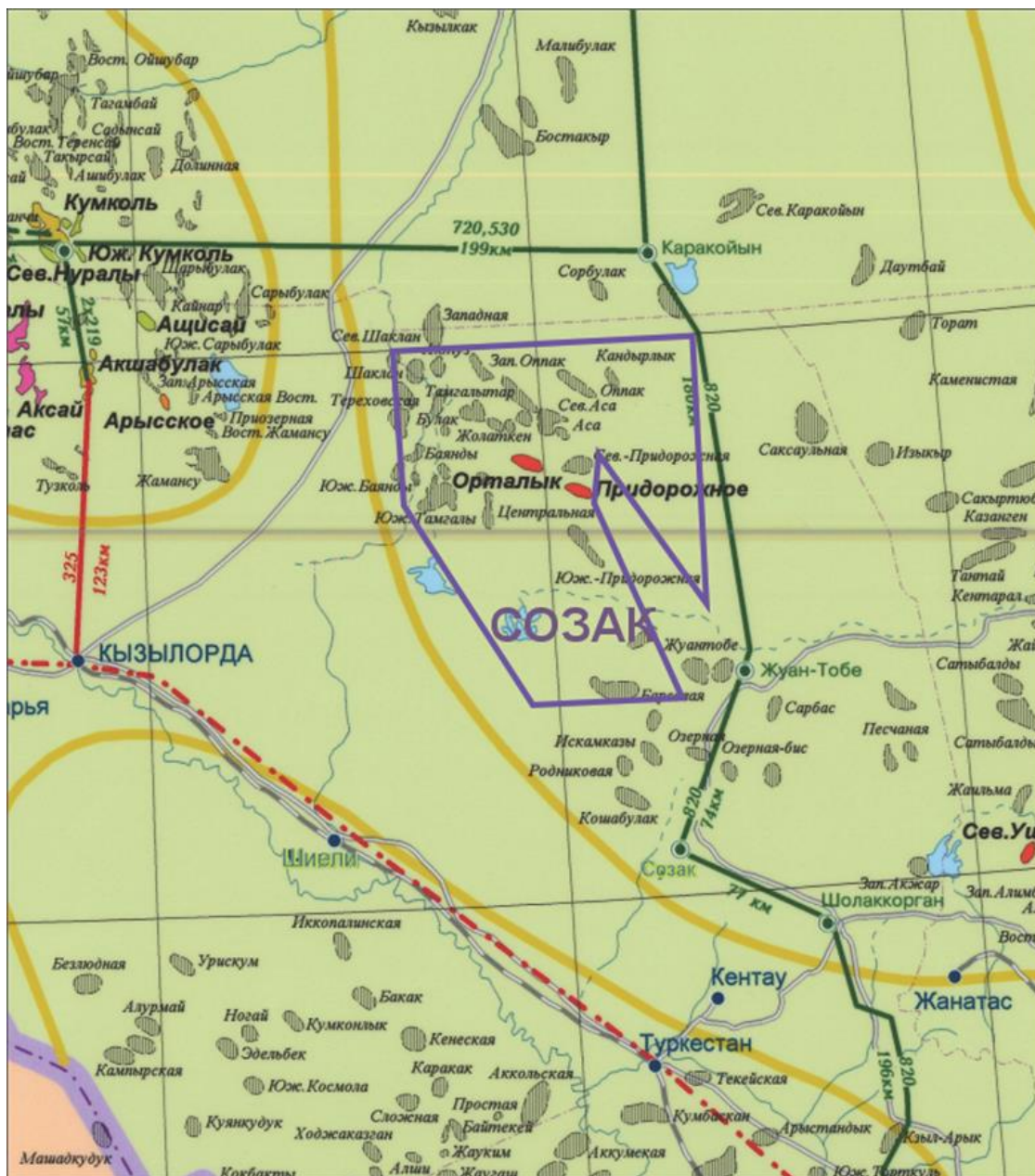


Рис.2.1. Обзорная карта

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Район проектируемых работ охвачен геологической и гидрогеологической съемками масштаба 1:200000, гравиметрической и магнитной съемками этого же масштаба.

Контрактная территория изучена поисково-региональным сейсмопрофилированием ОГТ и МОГТ.

История геологического изучения Шу-Сарыуской депрессии подробно рассмотрена в монографиях В.И. Дитмара, Н.Я. Кунина и в отчетах Певзнера Л.А., Семина Ю.А., где освещены вопросы стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности депрессии.

Планомерные геолого-геофизические исследования района начались с 60-х годов. Из геологических исследований для изучения глубинного строения проектируемого района наибольшее значение имеют результаты структурного бурения, выполненного Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией МГ Казахской ССР.

В 1960 г. на площади работ проводились гравиметрические исследования в масштабах 1:200000 и 1:50000. Гравиметрическими работами выявлен ряд положительных аномалий, интерпретирующихся как антиклинальные структуры, ряд из которых подтвержден сейсморазведкой.

В 1961-1963 г.г. проводились региональные работы методами МОВ и КМПВ по результатам, которых была составлена структурная схема восточной Кокпансорской впадины в масштабе 1:500000 по подошве осадочных образований.

В 1963 г. была завершена аэромагнитная съемка масштаба 1:200000 и по результатам работ составлена карта ДТ.

Сейсморазведочные работы

На контрактной территории ранее проводились сейсморазведочные работы МОВ и МОГТ партиями Илийской и Турланской экспедиции. На пробуренных скважинах проведены сейсморазведочные работы ВСП.

В результате проведенных работ МОГТ были составлены структурные карты по отражающим горизонтам Пб (кровля карбонатов нижнего карбона), Пв (подошва карбонатов нижнего карбона) и IV (кровля верхнего девона). Также были построены структурные карты по внутренним пермским отражающим горизонтам Па (подошва соленосной толщи) и П (ее кровля).

С начала 70-х годов в Кокпансорской впадине проводилась детальная сейсморазведка МОВ силами Илийской, Джезказганской и Турланской экспедиций.

Выявлены и изучены структуры Тереховская, Тамгалытар, Северное Придорожное, Придорожное, Южное Придорожное, Западный Оппак, Оппак и др.

В начальный период поисково-детальные работы проводились с целью непрерывного прослеживания отражающих границ в ниже-карбоновых отложениях (горизонт III).

В последующие годы наряду с горизонтом III, особое внимание уделялось прослеживанию горизонта IV в верхах подсолевых отложений верхнего девона. Это было связано с повышением их нефтеперспективности в связи с открытием месторождения газа на структуре Придорожное в пределах Кокпансорской впадины.

Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов позволила установить, что внутреннее строение терригенно-карбонатной толщи нижнего карбона достаточно детально картируется сейсмическими методами ОГТ, МОВ и МОГТ, которые объективно отражают изменения внутренней структуры карбонатной толщи по разрезу и площади.

При детальном анализе волновой картины временных разрезов МОВ и ОГТ, в интервале регистрации отражений от кровли (III-к отражающий горизонт) и подошвы (III отражающий горизонт) терригенно-карбонатной толщи нижнего карбона, был выявлен ряд аномалий волнового поля, характерных для рифогенных построек.

Среди слоистого разреза встречены участки с искривлением осей синфазности, выклиниванием отдельных отражений, резким затуханием энергии записи и другими изменениями волнового поля. Над аномалиями наблюдается антиклинальное поднятие (структура уплотнения) амплитудой в 50-60 м.

В период 2008-2023 г.г. в пределах участка Созак были выполнены 2Д сейсмические работы в объеме 5011 пог.км, 3D сейсмические работы – 1331 кв.км.

Объем проведенных сейсмических работ по годам: 2008 год – 451,1 пог.км 2D; 2009 год – 700,4 пог.км 2D; 2010 год – 417 кв.км 3D; 2011 год – 1509,4 пог.км 2D; 2013 год – 720 пог.км 2D; 2015 год – 820 пог.км 2D; 914 кв.км - 3D; 2023 год – 810,1 пог.км 2D.

В 2008 г по соглашению между компаниями ТОО «Марсель Петролеум» и ТОО «Тат-Арка» на площади Тамгалытар в пределах контрактной территории были выполнены полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 451,5 пог.км. Построены структурные карты в масштабе 1:50000 по 7-ми отражающим горизонтам: D₃-within (горизонт внутри верхнедевонских терригенных отложений), D₃-C_{1t}_top (поверхность сопряжения карбонатных отложений нерасчлененной толщи верхнего девона-нижнего карбона с терригенно-карбонатной толщей нижнего турне); PSRo (горизонт, связанный с поверхностью облекания органогенных построек (биогерм), C_{1t2+v}_top (горизонт, приуроченный к кровле карбонатной толщи вize), III_к (кровля сульфатно-карбонатной

толщи серпуховского яруса), P_{1s_bot} (подошва терригенно-соленосной толщи нижней перми, P_{1s_top} (кровля терригенно-соленосной толщи нижней перми).

Полевыми сейсморазведочными работами МОГТ 2Д 2009 г (ТОО «Тат-Арка») были изучены структуры Тамгалинская, Оппак и Жолоткен в объеме 700,4 пог.км. Отработано 19 профилей. Построены структурные карты и карты изохрон в масштабе 1:100000 по 7-ми горизонтам: D₂₋₃ (отложения верхнего и среднего девона), C_{1v1} (нижнего визейского горизонта), C_{1v3} (верхнего визейского горизонта), P_{1s_bot} (подошва терригенно-соленосной толщи нижней перми), P_{1s_top} (кровля терригенно-соленосной толщи нижней перми), MzKz (подошва меловых отложений).

Полевыми сейсморазведочными работами 2010 г (ТОО НПФ «Данк») были изучены структуры Иркутдук, Катинкамыс, Булак, Тамгалинская и Аса, в том числе на структуре Тамгалинская объем сеймики 3D составил 227 км², на структуре Аса - 190 км². В результате работ были получены материалы по следующим опорным горизонтам: I – подошва MZ-KZ, IIa – подошва P_{2c}, IIб - кровля C_{1sr}, III – подошва C_{1v}, IIIa – кровля D₃ (подошва D₃-C_{1t}), IV - кровля Pz.

Полевыми работами 2011 г (ТОО «Тат-Арка») изучены структуры Бугуджильская, Батырбек и Найманская в объеме 610 пог.км. Обработка полевых данных осуществлялась казахстанскими компаниями «PGS Services» и «Веритас-Казахстан», интерпретация материалов осуществлялась специалистами компании «Кондор Петролеум».

Также в период 25.07.2011-22.11.2011 гг проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в пределах контрактной территории в объеме 899,4 пог.км. Отработано 28 профилей 2D. В результате работ получены материалы по следующим опорным горизонтам: I – подошва Mz-Kz, IIa – подошва P_{2c}, IIб - кровля C_{1sr}, III – подошва C_{1v}, IIIa – кровля D₃ (подошва D₃-C_{1t}), IV - кровля Pz.

В 2013 г на контрактной территории проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д согласно «Техническому проекту на проведение сейсморазведочных работ 2Д» в объеме 720 пог.км. Отработано 23 профиля 2D. В результате работ получены материалы высокого разрешения и отличного качества по следующим опорным горизонтам: I - подошва Mz-Kz, IIa - подошва P_{2c}, IIб - кровля C_{1sr}, III - подошва C_{1v}, IIIa - кровля верхнего девона (подошва D₃-C_{1t}), IV - кровля Pz.

В 2014 г Китайским нефтяным университетом выполнена переобработка и комплексная переинтерпретация (структурная и динамическая) данных бурения с учетом всех материалов сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д в пределах контрактной территории.

Исходными геолого-геофизическими материалами для выполнения этой работы послужили данные по всему фонду пробуренных скважин и результаты всех сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д, проведенных в пределах Контрактной территории ТОО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

Всего для переинтерпретации использованы данные в объеме 2300 пог.км сейсморазведки МОГТ 2Д, проведенной в период 1956-1996 гг и 2008-2013 гг - 3380 пог.км и данные сейсморазведки 3Д – 417 км². Все сейсмические разрезы приведены к единой линии приведения. В результате чего улучшена динамическая выразительность, прослеживаемость и увязка опорных отражающих горизонтов по всей площади интерпретации. Для увязки различных участков выбирались наиболее протяжённые сейсмические профили, отработанные в пределах контрактной территории, с лучшим качеством материала.

Результаты переобработки / переинтерпретации были представлены в «Отчете по обобщению результатов сейсмических работ 2Д/3Д, проведенных в период 2008-2013гг., на Контрактной территории ТОО «Созак Ойл энд Газ», утвержденный на заседании НТС МД «Южказнедра» (Протокол НТС №713 от 22.01.2015г.)

Основной объем 2Д/3Д сейсморазведочных работ 2015 г был сосредоточен в центральном, северном и восточном участках Контрактной территории.

На большей части исследуемой территории были прослежены пять отражающих горизонтов: P₁salt_bot (подошва терригенно-соленосной толщи нижней перми; Шк - кровля сульфатно-карбонатной толщи серпуховского яруса; C₁t₂v - кровля карбонатов визейского яруса; C₁t₁ - кровля терригенно-карбонатной толщи турне; D₃ - внутри верхнедевонских отложений.

В конце 2015 г. согласно «Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ» проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2D в объеме 820 пог.км и МОГТ 3D - 914 кв.км.

С ноября 2015 г. по апрель 2016 г. компанией BGP Geophysical Service (Kazakhstan) выполнена переобработка и комплексная переинтерпретация (структурная и динамическая) материалов сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д в пределах участка Созак.

В результате переинтерпретации сейсмических материалов уточнено геологическое строение рассматриваемой территории и протрассированы тектонические нарушения, построены структурные карты в масштабе 1:250 000 по отражающим горизонтам: Шк - кровля сульфатно-карбонатной толщи серпуховского яруса; C₁v - кровля карбонатов визейского яруса; D₃ - внутри верхнедевонских отложений.

В 2019 г ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» совместно с BGP Geophysical Service (Kazakhstan) выполнена переинтерпретация МОГТ 2Д/3Д сейсмических данных с целью детального уточнения структурных планов локальных газоносных структур: Придорожное Южное, Орталык, Асса, Тамгалытар, Оппак-Западный Оппак и Кендирлик в пределах контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

В результате переинтерпретации сейсмических материалов уточнено геологическое строение и построены структурные карты в масштабе 1:50 000 по 3 отражающим горизонтам: C_{1sg} (кровля серпуховского яруса); C_{1v3} (кровля верхневизейского яруса); D_3fm_1 (кровля нижнефаменского яруса).

По материалам интерпретации данных сейсморазведки совместно с данными бурения прошлых лет было подготовлено 6 структур для дальнейшего выполнения работ по подсчету запасов.

В 2023 г. ТОО «Тат-Арка» выполнило сейсморазведочные работы МОГТ-2D в объеме 810,1 пог.км на структурах Оппак и Кендерлик, всего отработано 40 профилей по системе 46-кратного МОГТ, шаг ПП 25 метров, шаг ПВ 100 метров. Обработка и интерпретация данных МОГТ-2D выполнены ТОО «PetroLab» с использованием современных обрабатывающих и интерпретационных комплексов.

По результатам работ выполнена стратификация целевых отражающих горизонтов и корреляция на временных разрезах отражающих горизонтов $MzKz$ – подошва отложений мезо-кайнозойской системы; C_{2+3} – кровля отложений среднего-верхнего карбона; C_{1sg} – кровля отложений серпуховского яруса нижнего карбона; C_{1v3} – кровля отложений верхнего визе; D_3fm_2-top – кровля фаменских отложений верхнего девона; D_3 – подошва верхнедевонских отложений.

В таблице 3.1.1 приведены сведения о геофизической изученности участка Созак и прилегающей территории, на рисунке 3.1.1 показана изученность исследуемой территории.

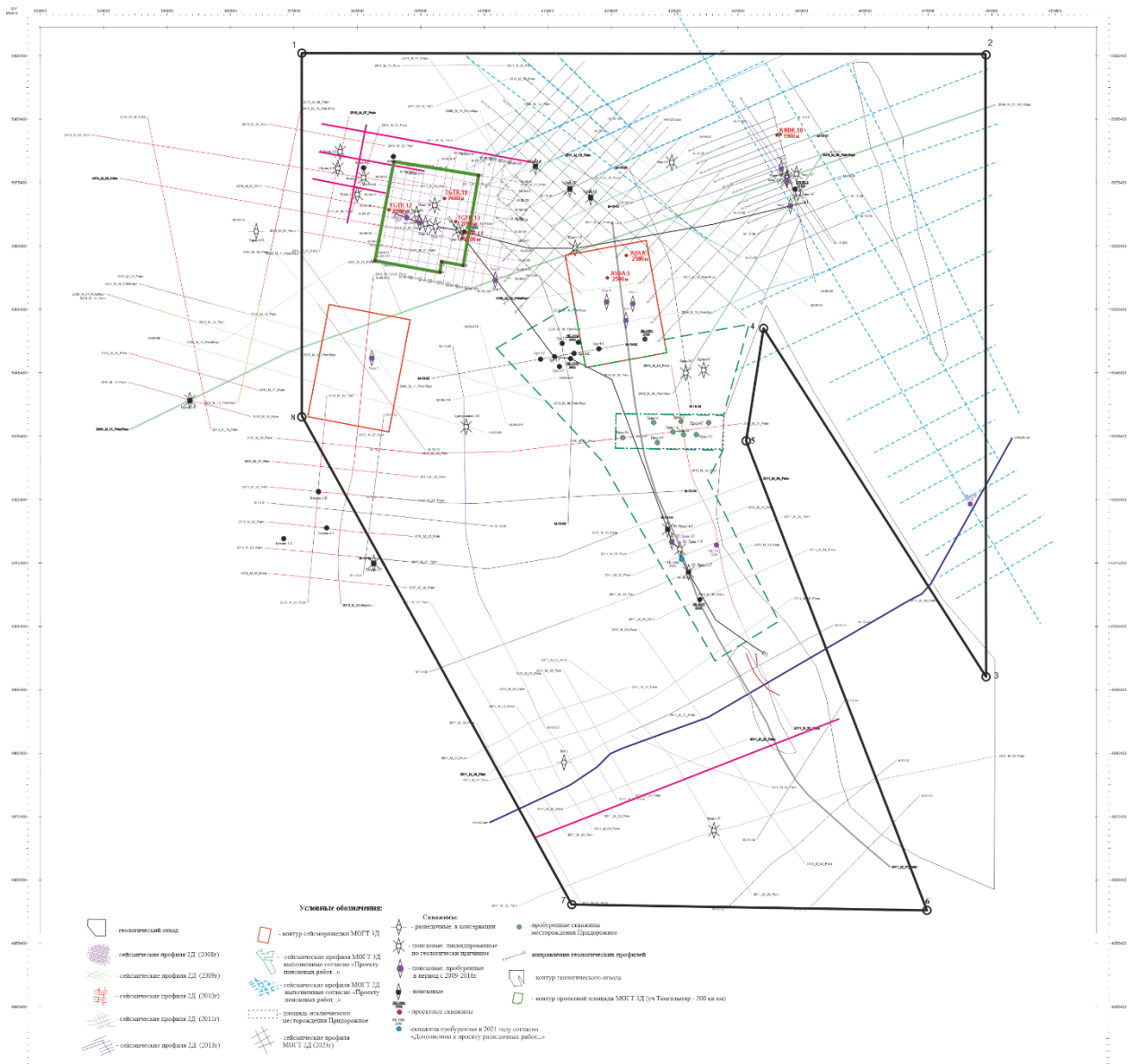


Рис.3.1.1. Схема изученности участка Созак

Таблица 3.1.1 - Геофизическая изученность участка Созак и прилегающей территории

№ № п/п	Авторы отчета, год, наименование, организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования	Подтверждаемость структуры глубоким бурением
1	2	3	4	5
1	1941-1969 г.г., Аэрогеологическая экспедиция, Узбекское геол.управление	Аэромагнитная съемка, 1:50 000, 1:100 000	Составлены карты аномалий геомагнитного поля в пределах 70% площади Шу-Сарысусского газоносного бассейна	-
2	1952-1990 г.г., Турланская геоф. экспедиция	Гравиметрическая съемка, 1:200 000	Построены карты с сечением 2 мГал	-
3	1960-1965 г.г., Казахстанская Аэрогеолого-геоф. Экспедиция	Гравиметрическая съемка, 1:100 000	Построены карты с сечением 1,0 мГал	-
4	1959-1999 г.г., Аэрогеолого-геоф. Экспедиция ПГО «Казгеофизика»	Гравиметрическая съемка, 1:50 000	Построены карты с сечением 0,5-1,0 мГал	-
5	1961-1982 г.г., Джезказганская геоф.экспедиция	Гравиметрическая съемка, 1:25 000	Построены карты с сечением 0,10, 0,2, 0,25, 0,50 мГал	-
6	1963-2002 г.г., Илийская геоф. экспедиция	Гравиметрическая съемка, 1:10 000	Построены карты с сечением 0,1-0,2 мГал	-
7	1956-1975 г.г., Илийская геоф. экспедиция	МОВ	Построены структурные карты по ОГ Пб, Ш, IV	-
8	1975-1996 г.г., Турланская геоф. экспедиция	МОГТ 2D, ВСП в скв. Тамг-1Г	Построены структурные карты по ОГ Пб, Ш, IV	Тамгалытар
9	1970-1980 г.г., Илийская, Джезказганская, Турланская геоф.эксп	МОВ	Построены структурные карты по всем ОГ	Тереховская, Тамгалытар, С.Придорожное, Придорожное, Ю.Придорожное, З.Оппак, Оппак
10	2008 г., ТОО «Тат-Арка»	МОГТ 2D-451,1 пог.км, 1:250 000	Построены структурные карты по ОГ D ₃ .within, D ₃ -C _{1t_top} , PSR, C _{1t2+v_top} , Ш _k , P _{1s_bot} , P _{1s_top}	Тамгалытар

продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5
11	2009 г., ТОО «Тат-Арка»	МОГТ 2D- 700,4 пог.км, 1:250 000	Построены структурные карты по ОГ D ₂₋₃ , C _{1v1} , C _{1v3} , P _{1s_bot} , P _{1s_top} , MzKz.	Тамгалинская, Опак, Жолоткен
12	2010 г., ТОО НПФ «Данк»	МОГТ 3D, 417 км ² , 1:250 000	Построены структурные карты по ОГ D ₂₋₃ , C _{1v1} , C _{1v3} , P _{1s_bot} , P _{1s_top} , MzKz	Иркудук, Катынкамыс, Булак, Тамгалинская, Аса
13	2011 г. ТОО «Тат-Арка»	МОГТ 2D- 1509,4 пог.км, 1:250 000	Построены структурные карты по ОГ I, IIa, IIб, III, IIIa, IV.	
14	2013 г. ТОО «Тат-Арка»	МОГТ 2D- 720 пог.км, 1:250 000	Построены структурные карты по ОГ I, IIa, IIб, III, IIIa, IV.	
15	2015 г. ТОО «Тат-Арка»	МОГТ 2D- 820 пог.км, МОГТ 3D, 914 км ² , 1:250 000	Выполнена структурная интерпретация и построены структурные карты по пяти ОГ: C _{1sr-top} ; C _{1v3-top} ; C _{2+3-top} ; D ₃₋ top; MzKz-bot.	
16	2023 г. ТОО «Тат-Арка»	МОГТ 2D- 810,1 пог.км, 1:250 000	Построены структурные карты по ОГ: MzKz; C ₂₊₃ ; C _{1sr} ; C _{1v3} ; D _{3fm2} -; D ₃ .	Опак, Кендирлик

Поисково-разведочное бурение

В начале 60-х годов прошлого века сейсморазведкой МОВ и КМПВ была выявлена небольшая куполовидная складка Придорожная и в 1966-1968 г.г. на ее своде была пробурена скважина 43-П до глубины 2745м, где было установлено развитие соленосной толщи на границе отложений девона и карбона в Кокпансорской впадине.

При вскрытии межсолевых терригенных прослоев отмечались признаки газа. Это послужило обоснованием для проведения в 1968-1969гг сейсморазведки МОВ. В 7-10км восточнее была выявлена и детализирована крупная безразломная антиклинальная

складка Придорожная, т.к. ранее выявленная складка оказалась осложнением западной переклинали последней. В 1971 г. была пробурена скважина №2, а в 1972г была пробурена скважина №3 до глубины 2456 м. После спуска 219 мм колонны на глубину 2373 м и разбуривания цем. стакана был получен аварийный фонтан газа через инструмент. Скважина ликвидирована по техническим причинам. Это явилось открытием первого месторождения углеводородного газа как в Кокпансорской впадине, как и по всей Шу-Сарысуской депрессии.

После были проведены детальные сейсморазведочные работы по всей Кокпансорской впадине и выявлены положительные структуры: Тереховская, Тамгалытар, Западный Оппак, Оппак, Кендырлык, и др., более 30 структур.

Во многих из них в ходе проведения поисково-разведочных работ были выявлены залежи углеводородного газа.

В пределах контрактной территории пробурено 58 скважин, из них 27 скважин пробурено АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», сведения о которых приведены в таблице 3.1.2.

Сведения о выполнении предшествующих разведочных работ приведены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.2 – Изученность участка Созак глубоким бурением в период 2008-2024

№ п/п	Скважина	Категория	Глубина скважины, м		Альтит уда, м	Сроки бурения		Горизонт		Результаты бурения
			проект	факт		начало	конец	проект	факт	
1	KNDK-5	поисковая	2500	2720	296,2	16.07.2008г.	25.11.2008г.	PZ	D _{3fm}	
2	TGTR -5	разведочная	2500	2550	263,02	10.06.2010г.	05.09.2010г.	D	C _{1v3}	В процессе бурения:2270-2404 м, приток газа (D _{3fm})
3	Аса- 1	поисковая	2879	2670	245,0	15.11.2011г	04.12.2011 г	D	D	В колонне: 2402-2426, 2530-2580 м – «сухо», 2113 м – «сухо», 2410 – 2546 м - приток газа (D _{3fm})
4	Буг - 1	поисковая	2151	2450		01.12.2011г	28.05.2012 г	D	D	Испытания не проводились
5	Аса - 2	поисковая	2900	2761	250,4	28.08.2014	03.11.2014	PZ	PZ	в процессе бурения: 2164-2191 м – «сухо» (C _{1v3+2}), 2734-2741 м – слабый приток газа (D _{3fm})
6	Придорожное Юж.-18	поисковая	2100	2179	210,2	19.09.2014	07.11.2014	PZ	PZ	В колонне: 1980-2106 м - приток газа (D _{3fm})
7	Тамг-1	поисковая	2925	3280	259,5	22.10.2014	15.01.2015	PZ	D	в процессе бурения: 2675-2730 м - «сухо» (C _{1v}) в колонне: 3128,2-3280 м - "сухо" (C _{1v})
8	KNDK-6	поисковая	2180	2268	295,0	27.11.2014	30.01.2015	PZ	D	в процессе бурения: 1501,3-1600 м - «сухо» (C _{1sr}). В колонне: 1702,7-1864,2 м - «сухо» (C _{1v}) 2008-2025 м – «сухо» (C _{1v})
9	TGTR-6	поисковая	3200	2952	254,0	27.11.2014	11.02.2015	PZ	D	в процессе бурения: 2494-2542 м – «сухо» (C _{1v})
10	TGTR-8Г	поисковая	3100	3040	248,2	02.03.2015	30.05.2015	PZ	D	в процессе бурения: 2709,36-2787,4 м – «сухо» (C _{1v}) В колонне: 2217,1-2234,6 м – слабый приток газа (D _{3fm})
11	KNDK-7	поисковая	2300	2140	289,0	17.02.2015	29.03.2015	PZ	D	В колонне: 1828-1883м – «сухо» (C _{1v})
12	SK-1017	поисковая	2200	2239	210,3	07.11.2016	23.01.2017	D	D	В процессе бурения: 1687,7-1867 м – «сухо» (D _{3fm})
13	SK-1012	поисковая	3040	3040	266,0	23.11.2016	02.02.2017	D	D	Испытания не проводились
14	SK-1018	поисковая	2125	2170	263,2	31.01.2017	01.03.2017	D	D	Испытания не проводились
15	SK-1006	оценочная	2250	2235	196,6	02.10.2021	08.12.2021	D	C _{1t}	В колонне: 2080-2088 м, 2096-2104 м – «сухо» (C _{1v1}); 1587-1555 м – приток газа (D _{3fm})
16	SK-1005	оценочная	2750	2895	240,7	02.09.2022	27.11.2022	PZ	D	В процессе бурения:2657,6-2856,5 м – «сухо» (C _{1sr})
17	SK-1007	оценочная	2206	2202	177,59	28.07.2022	03.10.2022	D	C _{1v2}	В колонне: 2114-2096 м – «сухо», 1711,66-1829 м – «сухо» (C _{1v2}), приток газа дебитом 108,5 тыс.м3/сут (D _{3fm})
18	SK-1008	оценочная	2825	2682	239,08	26.01.2023	01.05.2023	PZ	PZ	В процессе бурения: 2495,39-2682 м – «сухо» (C _{1v})
19	SK-1001	оценочная	2800	2462	250,41	05.03.2023	13.05.2023	D	C _{1v3}	В колонне: 2214,41-2253 м приток газа (D _{3fm})
20	SK-1003	оценочная	2200	1780	108,88	23.05.2023	18.06.2023	D	C _{1v2}	В процессе бурения: 1553,04-1741 м – «сухо» (C _{1v2})
21	SK-1009	оценочная	2200	2298	167,87	21.05.2023	25.06.2023	D	C _{1v2}	В процессе бурения: 2140,06-2298 м – «сухо» (C _{1v2}) 1671,66-1829 м – слабый приток газа (D _{3fm})
22	SK-1004	оценочная	3000	2920	192,31	08.05.2023	30.06.2023	PZ	D	В процессе бурения: 2707,29-2850,5 м – «сухо» (C _{1v})
23	SK-1024	оценочная	2300	2908	191,68	19.04.2023	15.06.2023	D	D	В процессе бурения: 2726,93-2908 м – «сухо» (C _{1v}) приток газа (D _{3fm2})
24	SK-1002	оценочная	2200	2388	145,64	15.04.2023	08.06.2023	D	D	В процессе бурения:1557,92-1730 м – «сухо» (C _{1v1}) газа дебитом 6,2 м3/сут (C _{1v1})

Таблица 3.1.3 – Сведения о выполнении предшествующих разведочных работ на углеводороды

№№ п/п	Проект предшествующего этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утвержде ния	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на Контрактной территории
			Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м) горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1	«Проект поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорском прогибе на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум»	2007 г	32	от 1200 до 4000	2008 г	-
			1 (Кендырлык - 5РД)	2320	2008 г	По заключению ГИС пластов с признаками УВ не обнаружено Скважина ликвидирована по геологическим причинам
2	«Дополнение к проекту поисков, разведки и оценки залежей нефти и газа в Кокпансорской впадине»	2008 г	12	от 2000 до 4000	-	-
			-	-	-	-
3	«Дополнение №2 к проекту поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадине на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум»	2009 г	12	от 2000 до 4000	2009г	-
			2 (Тамгалытар-5, Аса-1)	2550 (Тамгалытар-5), 2670 (Аса-1)	2011г	В скважине Тамгалытар-5 из интервала 2270-2404м получен приток газа дебитом 26 тыс.м ³ /сут В скважине Аса-1, при испытании в открытом стволе, в интервале 2402-2426, 2530-2580 были получены притоки газа дебитом 215 тыс.м ³ /сут.

продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7
4	«Проект поисковых работ на структуре Иркудук на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум», разработанный ТОО «Мунайгазгеолсервис»	2011г	2	2870 м 2860 м	-	-
			-	-	-	-
5	«Проект поисковых работ на структурах Аса, Бугуджилъская и Тамгалинская на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум»	2012г	3	от 2879м до 2916м		
			2 (Буг-1, Аса-2)	2450м (Буг-1), 2760м(Аса-2)	2012г 2014г	Скв. Буг-1 остановлена до принятия окончательного решения по её углублению. Скв. Аса-2 из интервалов 2164-2191 м (С _{1s}) и 2311-2398 м (С _{1 v3+2}) были получены слабые притоки газа
6	«Проект поисковых работ на структурах Южная Придорожная, Тамгалытар, Кендырлык на контрактной территории ТОО Марсель Петролеум»	2014г	7	от 2100м до 3100м	2014г	
			4 (Ю.Придорожная-18, Кендырлык-6, Тамгалытар-6, Тамгалытар-8)	2179м (Ю.Придорожная-18), 2268м (Кендырлык-6) 2952м(Тамгалытар-6), 3040м(Тамгалытар-8)	2015г	В скв.Юж.Придорожная - 18 из интервала 1980-2106 м (С _{1v1+2}) получен приток газа дебитом 4,5 тыс.м ³ /сут. В скв.Кендырлик-6 из интервала 1518-1532 м получен приток газа дебитом 1,3 тыс.м ³ /сут. В скв.Тамгалытар -6 из интервала 2494-2542 м получен слабый приток газа. В скв. Тамгалытар- 8 из интервала 2217,1-2234,6 м получен слабый приток газа, из интервала 2709,36-2787,4 м получен приток газа дебитом 1 тыс.м ³ /сут.

продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7
7	«Проект поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ»	2015г	30	от 1645м до 4650м		
			-	-	-	-
8	«Дополнение №1 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ».	2015г	5	от 1645м до 4436м	-	-
			-	-	-	-
9	«Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ»	2016г	4	от 2000м до 3040м	2016г	-
			3 (SK-1012 SK-1017, SK-1018)	2233м (SK-1012), 3040м (SK-1017), 2170м (SK-1018)	2017г	В скв. SK-1017 из интервала 1687,6-1867 м получен приток газа расчетным дебитом 156 тыс.м3/сут. В скв. SK-1012 и SK-1018 по заключению ГИС выделены газонасыщенные коллекторы в отложениях C _{1s} и C _{1v+t} .
10	«Проекту оценочных работ на контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ»	2017г	8	от 2160 м до 3380 м	-	-
			-	-	-	-
11	«Дополнение №1 к Проекту оценочных работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ»	2017г	8	от 2160 м до 3380 м	-	-
			-	-	-	-

продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7
12	«Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракта №2433 от «27» июля 2007 г.»	2018	8	от 2160 м до 3380 м	-	-
			-	-	-	-
13	«Дополнение к Проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракта №2433 от «27» июля 2007 г.»	2019	10	от 1900 м до 3000 м	2021	
			1	2235м (SK-1006)	2021	В скв. SK-1006 по заключению ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в отложениях C _{1sg} и C _{1v}
14	«Дополнение №2 к Проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракта №2433 от «27» июля 2007 г.»	2022	9	От 2200 м до 3000 м	2022	Пробурено 9 скважин, из них продуктивны 8 скважин. Дебиты газа варьируют от 5,2 тыс.м3/сут до 163,4 тыс.м3/сут.
			9	От 1780 м до 2920 м	2023	

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

В пределах контрактной территории пробурено 58 скважин, 31 скважина пробурены в период 1971-1985 г., 27 скважин пробурено АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в период 2008-2024 г.г.

Проведенный в скважинах комплекс ГИС позволил выполнить стратиграфическое расчленение, корреляцию разрезов скважин, выделить коллекторы в отложениях палеозоя, верхнего девона фаменского яруса, нижнего карбона визейского и серпуховского ярусов.

Физико-литологическая характеристика перспективной толщи основана на материалах отбора и изучения керна и шлама из скважин, пробуренных в пределах контрактной территории.

Опробование в скважинах проводилось с помощью пластоиспытателей в процессе бурения и в обсаженной колонне путем перфорации. Результаты опробования скважин установили характер насыщения залежей как газовый.

Были изучены компонентный состав и физико-химические свойства проб пластового газа и пластовой воды, отобранных в глубинных условиях и на устье проб в скважинах на месторождениях Орталык, Кендирик, Придорожное Южное, Тамгалытар, Аса, Оптак.

3.3. Геофизические исследования

Промыслово-геофизические исследования в скважинах, пробуренных в пределах контрактной территории, выполнены сервисными компаниями: ТОО «GeoLoggingService», АО «Казпромгеофизика», Южно-Казахстанская нефтеразведочная экспедиция, ПГО «Южказгеология».

В скважинах, пробуренных в период 2014-2023гг, исследования выполнены сервисными геофизическими компаниями Schlumberger, CNLC International Kazakhstan Inc, АО «Компания ГИС», ЮКФ «Казпромгеофизика» в цифровом формате.

Объектами исследований ГИС являются продуктивные горизонты карбонатных каменноугольных и терригенных девонских и палеозойских отложений.

Литологически горизонты характеризуются сложным терригенно-карбонатным составом:

-серпуховский ярус – известняки с прослоями ангидритов и аргиллитов; аргиллиты плотные, оскольчатые; известняки крепкие, плотные, местами трещиноватые, наблюдается обилие морской органики;

-визейский ярус - крепкие известняки, местами трещиноватые, трещины заполнены ангидритами или аргиллитами. Имеются редкие включения органики (одиночные кораллы);

-фаменский ярус - песчаники мелко- и среднезернистые, местами грубозернистые, слюдистые, тонкослоистые, реже встречаются гравелиты с включениями галек, сланцев и кварцитов и коричневые слабослюдистые алевролиты.

-палеозой - алевролиты, песчаники, с прослоями ангидрита и доломитизированных известняков.

Во всех скважинах выполнены общие и детальные геофизические исследования.

В таблице 3.3.1 приведена информация по промыслово-геофизическим исследованиям, выполненным в скважинах контрактной территории.

Основные перспективные отложения месторождении контрактной территории – это серпуховский (C_{1sr}) и визейский (C_{1v}) ярусы нижнего карбона, по описанию керна сложены карбонатными породами с прослоями аргиллита. Карбонатные породы представлены преимущественно известняками и доломитами в разном соотношении, в разной степени глинистыми. Встречаются пласты ангидрита толщиной от нескольких сантиметров до 25-30м.

3.4. Лабораторные исследования

Физико-литологическая характеристика перспективной толщи основана на материалах отбора и изучения керна и шлама из скважин, пробуренных в пределах контрактной территории.

Проходка с отбором керна из перспективных толщ выполнена по 37 скважинам, пробуренных в пределах месторождений контрактной территории. По скважинах с отбором керна пройдено 4830,5 м, вынос составил 1920,4 (39,7% от проходки с отбором). Изучено 479 образцов, на которых определены карбонатность, плотность, пористость, проницаемость.

Обобщённые сведения о проходке и выносе керна в интервалах серпуховского, визейского и турнейского ярусов нижнего карбона, фаменского и франского яруса верхнего девона, а также палеозоя представлены в таблице 3.4.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Тамгалытар																						
TGTR-1Г	+	+	+	+	+	+	+	-	+	-		-	+					+	+	-		-
TGTR-2Г	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-		-	-					+	+	-		-
TGTR-3Г	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		-	-					+	+	-		-
TGTR-4Г	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		-	-					+	+	-		-
TGTR-7Г	-	+	+	+	+	-	-	-	-	-		-	-					-	+	-		-
TGTR-5Г	-	+	-	+	-	+	+	-	-	+		-	+					-	-	+		-
SK-1012	-	+	-	+	+	"+"МНЗ" (W)	+	+	-	+		+	+					-	-	-		+
SK-1001	-	+	-	+	+	"+"МНЗ" (W)	+	+	-	+		+	+					-	-	-		+
Опак																						
1	+	+	+	+	+	+	+		+										+			
Г-1	+	+	+	+	+	+	+		+										+			
Г-2	+	+	+	+	+	+	+		+										+			
Г-3	+	+	+	+	+	+	+		+										+			
Г-4	+	+	+	+	+	+	+		+										+			
Кендирлик																						
KNDK-2	+		+	+	+		+			+				+		+	+	+				
KNDK-3	+		+	+	+		+			+				+		+	+	+				
KNDK-4	+		+	+	+		+			+				+		+	+	+				
KNDK-5	-		+	+	+		+			+	+						+		+			
KNDK-6	-		+	+	+		+		+	+	+		+				+	+	+	+		
KNDK-7	-		+	+	+		+		+	+	+		+	+			+	+	+	+		
KNDK-8	-		+	+	+		+		+	+	+		+	+			+	+	+	+		
KNDK-9	-		+	+	+		+		+	+	+		+	+			+	+	+	+		

**Таблица 3.4.1 - Сведения об освещённости керном продуктивных горизонтов
месторождений контрактной территории
Орталык**

Стратиграфическое подразделение				∑толщина в скв. с отбором керна, м	Проходка с отбором керна, м	Освещённость вскрытой толщины проходкой, %	Вынос керна		Освещённость выносом керна толщины, %	Кол-во образцов
Система	Отдел	Ярус	Индекс				м	%		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
пермская	нижний	тер. р. пачка	P1S	1099,0	96,0	8,7	-	-	-	9
		солен. пачка	P1PS	1406,0	763,6	54,3	118,2	15,5	8,4	45
каменноугольная	средний	дрезка аз	C2+3d _g	6064,0	411,4	6,8	70,2	17,1	1,2	27
		таскудук	C2ts	772,0	72,7	9,4	47,0	64,6	6,1	-
	нижний	серлух.	C1sr	1918,0	762,8	39,8	191,1	25,1	10,0	-
		визе	C1v3	1275,0	351,9	27,6	126,2	35,9	9,9	6
			C1v2	1269,0	90,5	7,1	23,9	26,4	1,9	-
			C1v1	591,0	145,0	24,5	56,4	38,9	9,5	3
девонская	девон верхний	фамен	D3Fm	1624,0	541,2	33,3	223,3	41,2	13,8	-
		франк	D2-3Fr	99,0	19,7	19,9	2,8	14,2	2,8	-
палеозой			PZ	804,0	385,0	47,9	110,7	28,8	13,8	-
Сведения по отбору в продуктивном разрезе				7481,0	2276,4	30,4	731,6	32,1	9,8	9
Отбор по вскрытому разрезу				29907,0	3639,8	12,2	971,3	26,7	3,2	90

Кендирлик

Стратиграфическое подразделение				∑толщина с отбором керна, м	Проходка с отбором керна, м	Освещённость вскрытой толщины проходкой, %	Вынос керна		Освещённость выносом керна толщины, %	Кол-во образцов
Система	Отдел	Ярус, свита	Индекс				м	%		
Каменноугольная	средний	Джезка зг.	C2+3dg	5244,0	5,9	0,11	5,9	100,0	0,11	12
	нижний	Серпухов	C1sr	1221,0	18,1	1,48	18,1	100,0	1,48	72
		Визе	C1v	2115,0	250,8	11,86	127,4	50,8	6,02	128
		Турне	C1t	180,0	15,0	8,33	7,9	52,7	4,39	-
Сведения по отбору в продуктивном разрезе				8760,0	289,8	3,31	159,3	55,0	1,77	215

Девон	верхний	Фамен	D3fm	1068,0	153,9	14,41	103,7	67,4	9,71	-
Сведения по отбору в продуктивном разрезе				1068,0	153,9	14,41	103,7	67,4	9,71	-
Отбор по вскрытому разрезу				9828,0	443,7	4,51	263,0	59,3	2,68	212

Придорожное Южное

Возраст	Скв.	Толщина страт. подраз-ния, м	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна		Освещённость керном вскрытого разреза, %	Кол-во образцов
				м	%		
1	2	3	4	5	6	7	8
C2ts	17	76	18	9,5	52,8	12,5	-
Всего по C2ts		76	18	9,5	52,8	12,5	0
C1sr	15	267	98,1	25,6	26,1	9,6	-
C1sr	16	270	76,2	17,2	22,6	6,4	-
C1sr	17	279	179,4	57,3	31,9	20,5	-
C1sr	18	275	4,2	3,5	83,3	1,3	14
Всего по C1sr		1091	357,9	103,6	28,9	9,5	14
C1v	15	280	25,3	8,5	33,6	3,0	-
C1v	16	28	14,4	3,3	22,9	11,8	-
C1v	1017	461	9,2	9,1	98,9	2,0	20
Всего по C1v		769	48,9	20,9	42,7	2,7	20
D3fm	17	904	181	80,3	44,4	8,9	-
Всего по D3fm		904	181	80,3	44,4	8,9	-
D3fr	17	11	5,0	1,0	20,0	9,1	-
Всего по D3fr		11	5,0	1,0	20,0	9,1	-
Итого по 5 скважинам с отбором керна		2851	610,8	215,3	35,2	7,6	34
Итого по 5 скважинам с отбором керна от всего вскрытого разреза		4695	610,8	215,3	35,2	4,6	34

Тамгалыгар

Стратиграфическое подразделение				∑толщина с отбором керна, м	Проходка с отбором керна, м	Сть вскрытой толщины проходкой,	Вынос керна		Освещённость вскрытой толщины	Кол-во образцов
Система	Отдел	Ярус, свита	Индекс				м	%		
Каменноугольная	средний	Джезказган	C2+3 dg	4253,0	385,7	9,07	154,2	40,0	39,98	-
		Таскудук	C2ts	543,0	117,7	21,68	58,2	49,4	49,45	-
	нижний	Серпухов	C1sr	1243,0	508,5	40,91	213,3	41,9	41,95	46
		Визе	C1v	1091,0	237,5	21,77	68,5	28,8	28,84	-
		Турне	C1t	161,0	101,1	62,80	57,2	56,6	56,58	-
Сведения по отбору в разрезе				7291,0	1350,5	18,52	551,4	40,8	40,83	46

Девонск ая	верхний	Фаменс.	D3fm	388,0	149,9	38,63	100,6	67,1	67,11	-
Сведения по отбору в разрезе				388,0	149,9	38,63	100,6	67,1	67,11	-
Палео зой	нижний		Pz1	246,7	27,1	10,99	16,5	60,9	60,89	-
Сведения по отбору в разрезе				246,7	27,1	10,99	16,5	60,9	60,89	-
Отбор по вскрытому разрезу				7925,7	1527,5	19,27	668,5	43,8	43,76	46

Аса

№ скв	Горизонт	Горизонт		Отбор керна в продуктивной части				Освещен ность керном горизонта, м/м	Образцы, из продуктив- ной части, Все/ кондиц.обр
		интервал	Н общ	интервал	Проходка	Вынос керна от проходки			
		м	м			м	%		
2	C1v3-1	2310-2444	134	2326,5-2344,7	18,2	18,2	100	13,6	71/65
	C1v3-3	2444-2568	124	2497,3-2501,0	3,7	3,7	100	9,9	33/16
	C1v2-1								
	C1v2-2			2599,9-2608,5	8,6	8,6	100		
	PZ-1- PZ-2	2665-2761	101	2741,0-2741,1	0,1	0,1	100	0,1	1/1
Всего:					30,6	30,6	100	8,5	105/82

Опшак

Стратиграфическое подразделение				Вынос керна		Кол-во образцов
Система	Отдел	Ярус, свита	Индекс	м	%	
Каменноугольная	средний	Таскудукский	C2ts	20,3	69,0	9
		Серпуховский	C1sr	119,5	54,8	57
	нижний	Визейский	C1v3	1,8	90,0	-
			C1v2	27,3	46,0	14
			C1v1	41,3	45,9	23
			Турнейский	C1t	13,4	76,1
Сведения по отбору в разрезе				223,5	53,7	103
Девонская	верхний	Фаменский	D3fm	99,1	64,7	20
		Франский	D2-3fr	206,1	51,9	65
Сведения по отбору в разрезе				305,2	55,4	85
Отбор по вскрытому разрезу				528,7	54,7	188

Литолого-петрографическая характеристика коллекторов и покрышек выполнена на базе макроописания керна, описания шлифов, описания шлама всех шести месторождений.

Серпуховский ярус нижнего карбона. Большая часть вынесенного керна в пределах месторождении представлена переслаиванием темно-серых известняков и

доломитизированных известняков, массивных, местами трещиноватых. Трещины заполнены сероватыми ангидритами. Известняки чередуются с черными песчанистыми алевролитами и аргиллитами. Алевролиты хрупкие, горизонтально-слоистые; аргиллиты темно-серые, черные. Доломитизированные известняки темно-серые с буроватым оттенком, крепкие, массивные, с отпечатками двустворчатых моллюсков.

Визейский ярус нижнего карбона. В основном отложения горизонта охарактеризованы известняками темно-серыми, песчаниками темно-серыми, серыми, тонкозернистыми, аргиллитами темно-серыми, черными и ангидритами.

Турнейский ярус нижнего карбона. По описанию керна представлен только на месторождении Тамгалытар и показан переслаиванием известняков, глинистых известняков и аргиллитов. Известняки серые, темно-серые, крепкие с редкими включениями ангидритов. Глинистые известняки темно-серые, вязкие, массивные иногда с плитчатой отдельностью, с включениями ангидрита.

Фаменский ярус верхнего девона. Вынос керна из горизонта осуществлен на месторождениях Придорожное Южное, Орталык, Кендирик и Опак. Разрез представлен глинами серыми с зеленоватым оттенком с прожилками галита грязно-серого цвета. Редко доломиты темно-серые, пелитоморфные, местами тонкослоистые, с мелкими включениями белого ангидрита. Песчаники светло-бурые и серые, грубозернистые, аркозовые, преимущественно кварцевые, неотсортированные на карбонатном цементе.

Породы франского яруса аналогичны породам фамена.

Нижний палеозой. представлен переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов, с включениями ангидрита и доломитизированных известняков. В керне на скважинах месторождения Аса в отложениях присутствует гранит коричневатого-серый, зеленоватого-серый, плотный среднекрепкий, крепкий; песчаники светло-серые, среднезернистые, на карбонатном цементе. Встречаются включения пирита и роговой обманки. В разрезе присутствуют алевролиты коричневатого-зеленоватого-серые, тонкозернистые, частично грубозернистые, плотные, среднекрепкие.

В 2017-2018 г.г. на керне скважин SK-1012, SK -1017, SK-1018, KEND-7, TGTR-8 выполнены специальные исследования: удельное электрическое сопротивление 100% водонасыщенного пласта и с переменной водонасыщенностью, а также кривые капиллярного давления на 19 образцах, ртутная порометрия – 16 образцов, относительные фазовые проницаемости на 10 образцах, коэффициент вытеснения и смачиваемость на 10 образцах.

В таблицах 3.4.2 и 3.4.3 приведены сведения о составе и свойствах пластового газа по месторождениям на контрактной территории.

Таблица 3.4.2 - Состав пластового газа

№ скв.	Залежь	Дата отбора	Содержание, % мольные															Пл. газ
			Азот	Углекислый газ	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан + высш	Гептан	Сероводород	Кислород	Гелий	Водород	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Придорожное Южное																		
18	C1sr-2	16.08.2015	-	-	97,99	1,18	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SK-1006	C1sr	19-23.09.2022	6,265	0,081	87,987	1,590	0,13	0,056	0,032	0,018	0,016	0,020	0,012	3,797	-	-	-	0
Ср. значение по C1sr			6,265	0,081	92,98	1,38	0,12	0,056	0,032	0,018	0,016	0,020	0,012	3,797	-	-	-	0
18	C1v1	16.08.2015	-	0,01	96,89	1,88	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Ср. значение по C1v1			-	0,01	96,89	1,88	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
1017	D3fm2+3	12.01.2017	2,08	0,02	73,99	10,54	5,66	2,02	2,56	1,14	1,01	0,81	0,18	-	-	-	-	0
			2,09	0,02	73,24	11,25	6,68	1,7	2,46	1,04	0,82	0,57	0,14	-	-	-	-	-
Ср. значение по D3fm2+3			2,09	0,02	73,62	10,9	6,17	1,86	2,51	1,09	0,92	0,69	0,16	-	-	-	-	0
Кендирлик																		
KNDK-6	C1sr	29-30.12.2014	0,65	-	95,89	2,95	0,39	-	0,09	-	0,02	-	-	-	-	-	-	-
KNDK-6	C1sr	31.10.2017	2,59	0,3	92,29	3,62	0,67	0,11	0,17	0,06	0,04	0,04	-	0	-	0,08	0,01	-
Ср. значение по C1sr			1,62	0,3	94,09	3,29	0,53	0,11	0,13	0,06	0,03	0,04	-	-	-	0,08	0,04	-
KNDK-6	C1v3	19.09.2017	4,14	0,14	90,52	3,89	0,77	0,15	0,2	0,07	0,04	0,04	-	0	-	0,02	0	-
Ср. значение по C1v3			4,14	0,14	90,52	3,89	0,77	0,15	0,2	0,07	0,04	0,04	-	-	-	0,02	-	-
Тамгалытар																		
TGTR-8	C1v1	-	2,19	3,49	89,30	0,46	0,09	0,02	0,03	0,01	0,01	0,01	<0,01	4,38	-	0,01	-	0
Ср. значение по C1v1			2,19	3,49	89,30	0,46	0,09	0,02	0,03	0,01	0,01	0,01	<0,01	4,38	-	0,01	-	0

Таблица 3.4.3 – Состав и свойства газа, отобранного с устья скважин

№скв	Горизонт	Интервал опробования	Абс.у д.вес, г/л	Содержание компонентов, % мольные														Пл. вод. газ
				Метан	Этан	Пропан	Н-бутан	Изо-бутан	Пентаны+высшие	Гексаны	Гептаны	Сероводород	Углекислый газ	Аргон	Гелий	Азот	Водород	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Орталык																		
1-С	P1	-	0,91	52,8	1,09	0,06	0,01	0,01	0,02	0	0,01	Н/о	0,8	Н/о	0,228	45,2		
1-С	P1	-	-	54,93	0,7	0,05	0,008	0,004	0	0	0	0	1,6	0	0,141	42,7	0,004	
Ср. значение по P1				53,86	0,9	0,06	0,01	0,01	0,02	-	0,01	-	1,2	-	0,185	42,5	0,004	
1-С	C2+3	1060-1300	0,739	56,8	1	0,06	0,01	0,01	0,01	0,01	0	Н/о	0,55	0	0,141	42		
2-С	C2+3	1110-1255	0,74	57,25	0,97	0,05	0,07		0,07	0,09	0	Н/о		0,8	0,2	40,7		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1-Г	C1sr-3+C1v3-2	2135-2275	0,587	92,07	1,97	0,12	0,13								0,1	
1-Г	C1sr-3+C1v3-1	2135-2185	0,588	93,5	1,85	0,07	0,01		0,01	0,03	0,03	H/o	0,75	0,251	0,092	
3-Г	C1v3-2+C1v2-1	2336-2500	0,595	92,4	1,21	0,1	0,03		0,01	-	0,03	1,85	0,4	H/o	0,072	
Кендирлик																
КNDK-7*	C1v3	15.12.2015	-	43,24	2,31	0,85	0,33	0,04	0,97	6,74	1,86	-	39,55	-	-	
КNDK-6*	C1v3	08.09.2017	0,928	75,84	1,45	0,14	-	-	-	-	-	-	20,62	-	-	
КNDK-6	C1v3	19.09.2017	0,709	93,93	3,3	0,59	0,09	0,01	0,05	0,01	-	-	0,08	-	-	
КNDK-6	C1v3	24.11.2015	0,726	93,77	3,1	0,75	0,14	0,06	0,06	0,18	0,22	-	0,09	-	-	
Ср. значение по C1v3			0,717	93,85	3,2	0,67	0,12	0,04	0,06	0,1	0,22	-	0,09	-	-	
Придорожное Южное																
скв. 15*	C1v2	13.10.1975	-	64,32	1,56	0,02	-	-	-	-	-	-	0,6	-	-	
			-	81,8	1,98	0,02	-	-	-	-	-	-	-	0,8	-	-
Ср. значение по C1v2			-	73,06	1,77	0,02	-	-	-	-	-	-	0,7	-	-	
скв. 18	C1v1	16.08.2015	0,688	93,77	4,07	0,26	-	-	-	-	-	-	0,03	-	-	
				96,55	2,24	0,1	-	-	-	-	-	-	-	0,01	-	-
Ср. значение по C1v1			0,688	95,16	3,16	0,18	-	-	-	-	-	-	0,02	-	-	
скв. 18	C1sr-2	01.01.2016	-	93,45	1,06	-	-	-	-	-	-	3,97	0,06	-	-	
			-	93,59	1,1	-	-	-	-	-	-	3,77	0,08	-	-	
			-	93,42	1,06	-	-	-	-	-	-	-	3,78	0,27	-	-
			-	93,81	1,08	-	-	-	-	-	-	-	3,59	0,06	-	-
Ср. значение по C1sr			-	93,57	1,08	-	-	-	-	-	-	3,78	0,12	-	-	
Тамгалытар																
Там-1Г	C1sr-1	04.04.1980	0,764	81,3	0,98	0,04	0,01	0,01	0,01	-	-	H/o	0,25		0,18	
				86,15	1,23	0,18							H/o			
Там-1Г	C1sr-1	14.05.1980	0,72	90,2	0,89	0,04	0,01	0,01	0,01	-	-	H/o	0,35		0,18	
Там-5Г	C1sr	04.05.2011	0,736	87,813	1,04	0,434	0,016	0,006	0,007	0,021	0,018	0,006	0,256			
			0,732	89,136	1,05	0,498	0,018	0,007	0,009	0,023	0,02	0,007	0,325			
Ср. значение по C1sr			0,738	86,92	1,04	0,238	0,014	0,008	0,009	0,022	0,019	0,007	0,295		0,18	
Аса																
2	C1sr-1	04.09.2015-28.11.2015	H/o	90,93	4,19	0,7	0,33	0,2	0,28	0,18	0		1,48			
		14.09.2015-01.12.2015	H/o	91,2	4,25	1,05	0,45	0,29	0,42	0,24	0		0,27			
Ср. значение по C1sr			H/o	91,1	4,22	0,88	0,39	0,24	0,35	0,21	0		0,875			
2	C1v3-1+ C1v3-2	10.04.2015-01.05.2015	0,708	93,28	4,23	0	0	0	0	0	0		0,5			
1	PZ-1+PZ-2+PZ-3	13.02.2015-05.03.2015	0,704	94,16	4,46	0,08	0,09	0,01	0,05	0,01	0		0,01			

Следует отметить, что только в трех пробах, одна из скважины TGTR-8, отобранной в 2017 г, и две пробы из скважины SK-1006, отобранные в 2022 г, отмечается повышенное содержание сероводорода, значение составляет 4,38% и 3,79% соответственно. Ниже приводятся краткие сведения по прилегающим месторождениям.

Месторождение Орталык. Состав газа пермских отложений изучен по двум пробам с устья скважины 1-С. Состав газа характеризуется средним объемным содержанием метана в количестве 53,86%, этана – 0,90%, пропана – 0,06%. Содержание бутанов и высших не превышает 0,05%. Из неуглеводородных компонентов определены азот, водород.

Устьевой газ среднего и верхнего карбона проанализирован по шести пробам и характеризуется средним содержанием метана – 56,66%, этана – 1,0%, пропана – 0,06%, содержание бутанов и высших - 0,15%.

Из серпуховских горизонтов состав газа определен по залежи C_{1sr-3} по двум устьевым пробам из двух скважин 1-Г и ПРДС-1. Состав газа характеризуется содержанием метана – 91,5%, этана – 2,59%, пропана – 0,38%, содержание бутанов и высших – 0,22%.

Нижневизейская залежь C_{1v1-1} изучена одной пробой со скважины ПРДС-1. Устьевой газ характеризуется содержанием метана – 91,6%, этана – 4,65%, пропана – 0,70%. Содержание бутанов и высших определено и составляет 0,37%.

Состав устьевого газа палеозойских залежей PZ-1 и PZ-2 по количественному составу характеризуется объемным содержанием метана 83,65%, этана – 3,45%, пропана – 0,35%, содержание бутанов и высших – 0,35%. Из неуглеводородных компонентов определен азот в количестве 11,9%.

Месторождение Кендирлик. Состав газа серпуховской залежи определен по двум пробам, отобанным в глубинных условиях со скважины KNDK-6. Объемное содержание метана составляет 94,09%, этана – 3,29%, пропана – 0,53%, бутанов и высших не превышает 0,37%.

Состав газа верхневизейской залежи C_{1v3} определен по одной глубинной пробе со скважины KNDK-6. Содержание метана – 90,52%, этана – 3,89%, пропана – 0,77%, бутанов и высших – 0,5%.

Состав газа с устья определен по 4 пробам, но две пробы отбракованы в связи с высоким содержанием двуокиси углерода. Газ характеризуется содержанием метана – 93,85%, этана – 3,20% и пропана 0,67%, бутанов и высших составляет 0,67%.

Месторождение Придорожное Южное. В составе пластового газа *серпуховской залежи* C_{1sr-2} объемное содержание метана составляет 97,99%, этана – 1,18%, пропана – 0,12%., содержание бутанов и высших и неуглеводородных компонентов не определены.

Состав газа с устья скважины 18 (дата отбора пробы 01.01.2016г) характеризуется также высоким содержанием метана – 93,57% и этана – 1,08%. Содержание пропана, бутанов и высших не определено. Отличительной особенностью газа является наличие сероводорода в объеме 3,78%.

В сентябре 2022 года в скважине SK-1006 были отобраны две глубинные пробы. Содержание метана в пробе №1 составляет 87,98%, этана – 1,59%, пропана – 0,13%, бутанов и высших – 0,056%. В составе газа присутствует азот – 6,265% и сероводород - 3,793%. Относительная плотность газа составляет 0,617 г/см³.

В пробе №2 содержание метана составляет 88,19%, этана - 1,51%, пропана – 0,11%. Содержание бутанов и высших - 0,045%. Также присутствует азот - 6,136% и сероводород - 3,797%.

Состав газа *средневизейской залежи* C_{1v2} определен по двум устьевым пробам со скважины 15. Содержание метана – 73,06%, этана – 1,77%, пропана – 0,02%, содержание бутанов и высших не определено, но из-за высокого содержания азота и наличия кислорода (4,5 % мол.), что свидетельствует о наличии воздуха в пробе, обе пробы отбракованы.

Состав пластового газа *верхневизейской залежи* C_{1v1} по количественному составу схож с составом газа серпуховской залежи. Объемное содержание метана составляет 96,89%, этана – 1,88%, пропана – 0,12%. Содержание бутанов и высших, а также углеводородных компонентов не определено. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,5697; коэффициент сжимаемости – 0,9093; молекулярная масса 16,47 г/моль.

Устьевой газ характеризуется немного меньшим содержанием метана – 95,16%, этана – 3,16%, пропана – 0,18%. Содержание бутанов и высших не определено.

По *верхнефаменской залежи* D_{3ft2} состав газа определен по двум глубинным пробам, содержанием метана – 73,62%, этана – 10,9%, пропана – 6,17%. Содержание бутанов и высших не определено, содержание азота – 2,09%, двуокиси углерода – 0,02 %.

Газ с устья скважин не отбирался.

Месторождение Тамгалытар. Отбор проб выполнен лишь в серпуховском горизонте. Состав газа с устья скважин характеризуется содержанием метана – 86,92%, этана – 1,04%, пропана – 0,238%, бутанов – 0,022%.

В 2017 году в скважине TGTR-8 из интервала опробования 2726,0-2767,0 отобрана глубинная проба из горизонта C_{1v1+2} , в которой содержание метана составило 89,30%, этана – 0,46%, пропана – 0,09%, бутанов – 0,03%. В составе газа присутствует азот – 2,19% и сероводород – 4,38%. Газ по составу «сухой», высокосернистый. Относительная плотность по воздуху составляет 0,630 г/см³.

Месторождение Аса. Состав газ серпуховской залежи определен только в поверхностных условиях по двум пробам со скважины 2.

Основным компонентом газа является метан. Его объемное содержание колеблется от 90,93 до 91,2%, в среднем равно 91,1%. Содержание тяжелых углеводородов (этана и высших) невысокое и в среднем составляет 4,22%, содержание азота - 1,68%, углекислого газа – 0,875%.

В составе газа верхневизейской залежи C_1v_3 отобранного с устья скважины 2 содержание метана - 93,28%, этана - 4,23%, содержание пропана и высших не определено. Содержание азота – 2,0 %, углекислого газа – 0,50%.

Газ *палеозойской залежи PZ*, отобранный с устья скважины 1 состоит из метана 94,16%, этана - 4,46%, пропана и высших – 0,08 %. Содержание азота – 1,14%, углекислого газа – 0,01%. Сероводород отсутствует. Относительная плотность составила 0,7043 кг/м³. Газ классифицируется как «сухой».

Месторождение Оптак. Отбор пробы выполнен на устье скважины 1Г лишь в девонском горизонте. Содержание метана 63% мол. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,733 кг/м³.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении Кокпансорского прогиба, где расположена участок Созак, участвует комплекс сложнодислоцированных и метаморфизованных образований палеозоя и мезозой-кайнозоя, разделяющихся на три структурных этажа:

Нижний - отложения нижнего палеозоя и допалеозоя, по условиям образования относятся к фундаменту. Фундамент гетерогенный по составу и возрасту формирующих пород;

Средний структурный этаж или промежуточный этаж включает в себя отложения от фамена до верхней перми включительно;

Верхний структурный этаж представлен отложениями мезокайнозоя и представляет платформенный чехол.

В строении *складчатого фундамента* участвуют метаморфизованные, осадочно-вулканогенные образования допалеозоя и нижнего палеозоя, вскрытые на месторождениях Аса, Орталык, Придорожное, Тамгалытар и др. на глубинах 2300-3900 м. Они представлены кварц-серицит-хлоритовыми сланцами, мраморизованными известняками и алевропесчаниками. Возраст пород определен 680 ± 20 млн.лет.

Промежуточный структурный этаж включает в себя отложения различного возраста и генезиса, которые со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на породах фундамента.

Верхний структурный этаж с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывает отложения промежуточного этажа. Отложения представлены переслаиванием глин, песчаников, алевролитов.

В графическом приложении 2 приведен средне-нормальный разрез по месторождениям в пределах контрактной территории, в таблице 4.1.1 приведены стратиграфические отбивки по пробуренным скважинам месторождений Придорожное Южное, Аса, Орталык, Кендирлик, Тамгалытар, Оппак.

Нижний палеозой PZ₁

Кровля нижнего палеозоя вскрыта на месторождении Аса (скв.Аса-1), Тамгалытар (скв.Там-1Г, SK1012) и Орталык (скв.1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, ПРДС-1, ПРДС-2).

Отложения представлены метафорфизованными грубозернистыми песчаниками с гнейсевидной структурой с прослоями хлорит-серицитовых сланцев (Орталык, Тамгалытар). Гравелитами коричневато-серыми, зеленовато-серыми, полимиктовыми, грубообломочными, плотными среднекрепкими, крепкими. В разрезе присутствуют алевролиты коричневато-зеленовато-серые, тонкозернистые, частично грубозернистые,

Таблица 4.1.1 – Стратиграфические отбивки скважин, пробуренных на контрактной территории

Месторождение	Тамгалытгар							Оргалык											Аса		Придорожное Южное					
	Там-1Г	Там-2Г	Там-3Г	Там-4Г	Там-5Г	Там-7Г	SK1012	1С	2С	3С	1-Г	2-Г	3-Г	4-Г	ПРДС-1	ПРДС-2	ПРИД-9	ПРИД-10	ПРИД-11	1	2	15	16	17	18	19
MZ-KZ	374		410	411	418	398		381	393	382	382	378	387	372	370	370	348	350	364	390	391	450	440	450	449	
	-120		-154	-155	-154,98	-146					-138	-131	-142	-130	-133,8	-127,2	-98	-104,25	-122	-140,75	-140,6	-269,2	-231,4	-246,1	-238,8	
	374		410	411	418	398		565	561	579	566	592	578	576	503	500	140			390	391	450	440	450	449	
P ₂ as	952		986	968	926	952		946	954	961	948	970	965	948	873	870	488			1270	1260	564	589	544	500	
	-698		-730	-712	-662,98	-700					-704	-723	-720	-706	-636,8	-627,2	-238			-1020,75	-1009,6	-383,2	-380,4	-340,1	-289,8	
	578		576	557	508	554		138	184	149	118	140	166	118			86			880	869	114	149	94	51	
P ₁ s	1174		1222	1190	1186	1158		1084	1138	1110	1066	1110	1131	1066			574					742	730	694	643	42
	-920		-966	-934	-922,98	-906					-816	-864,25	-889	-824			-324					-561,2	-521,4	-490,1	-432,8	-20
	222		236	222	260	206		122	124	128	130	146	128	136			492					178	141	150	143	42
P ₁ ps	1320		1370	1376	1336	1360		1206	1262	1238	1196	1256	1259	1202	1081	1077	1066	1067	890							
	-1066		-1114	-1120	-1072,98	-1108			1138		-952	-1009	-1014	-960	-844,8	-834,2	-816	-821,25	-648							
	146		148	186	150	202					720	744	745	748	811	848	725	723	794							
C ₂₋₃ dg	2124	2224	2166	2286	2137	2284	2253				1916	2000	2004	1950	1892	1925	1791	1790	1684	1955	2040	1394	1439	1352	1348	78
	-1870	-1972	-1910	-2030	-1873,98	-2032	-1987				-1672	-1753	-1759	-1708	-1655,8	-1682,2	-1541	-1544,25	-1442	-1705,75	-1789,6	-1213,2	-1230,4	-1148,1	-1137,8	-57
	804		796	910	801	924					64	57	52	86	84	90	120	86	133	685	780	652	709	658	705	36
C ₂ ts	2200	2304	2246	2374	2220	2355	2318				1980	2057	2056	2036	1976	2015	1911	1876	1817	2046	2142	652	1527	1428	1440	87
	-1946	-2052	-1990	-2118	-1956,98	-2103	-2052				-1736	-1810	-1811	-1794	-1739,8	-1772,2	-1661	-1630,3	-1575	-1796,75	-1891,6	-1292,2	-1318,4	-1224,1	-1229,8	-66
	76	80	80	88	83	71	65				194	193	200	192	208	223	237	238	233	91	102	79	88	76	92	8
C ₁ sr	2410	2466	2404	2506	2442	2512	2520				2174	2250	2256	2228	2184	2238	2148	2114	2050	2208	2310	1740	1797	1707	1715	11
	-2156	-2214	-2148	-2250	-2178,98	-2260	-2254				-1930	-2003	-2011	-1986	-1947,8	-1995,2	-1898	-1868,25	-1808	-1958,75	-2059,6	-1559,2	-1588,4	-1503,1	-1504,8	-93
	210	162	158	132	222	157	202				140	126	142	120	149	156	155	155	132	162	168	267	270	279	275	27
C ₁ v ₃	2526	2586	-	-	-	2628	2664				2314	2376	2398	2348	2333	2394	2303	2269	2182	2320	2444	1900	1820	1875	1870	13
	-2272	-2334	-	-	-	-2376	-2398				-2070	-2129	-2153	-2106	-2096,8	-2151,2	-2053	-2023,25	-1940	-2070,75	-2193,6	-1719,2	-1611,4	-1671,1	-1659,8	-108
	116	120	14*	59*	108*	116	144				120	116	118	118	163	169	155	150	160	112	134	160		168	155	15
C ₁ v ₂	2628	2690				2746	2762				2434	2492	2516	2466	2496	2563	2458	2419	2342	2386	2568	2040		2070	2060	15
	-2374	-2438				-2494	-2496				-2190	-2245	-2271	-2224	-2259,8	-2320,2	-2208	-2173,25	-2100	-2136,75	-2317,6	-1859,2		-1866,1	-1849,8	-128
	102	104				118	98				86	98	94	94	113	133	106	121	118	66	124			195	190	20
C ₁ v ₁	2674	2737				2780	2808								2609	2676	2564	2540	2460		2634			2200	2170	16
	-2420	-2485				-2528	-2542								-2372,8	-2433,2	-2314	-2294,25	-2218		-2383,6			-1996,1	-1959,8	-139
	46	47				34	46								36	39	38	36	32		66			130	110	10
C ₁ t	2714	2780				2826	2840								2645	2715	2602	2576	2492		2665			2256	2180	16
	-2460	-2528				-2574	-2574								-2408,8	-2472,2	-2352	-2330,25	-2250		-2409,6			-2052,1	-1969,8	-145
	40	43				46	32								108	144	120	169	126		26			56		6
D ₃ fm ₃															2753	2859	2722	2745	2618					2520		17
															-2516,8	-2616,2	-2472	-2499,25	-2376					-2316,1		-153
															44	153	142	207	164					264		7
D ₃ fm ₂																3012	2864	2952	2782					2900		19
																-2769,2	-2614	-2706,25	-2540					-2696,1		-171
																38	60	151	80					380		17
D ₃ fm ₁	2806	-				-	2963																		3160	22
	-2552	-				-	-2697																		-2956,1	-202
	92	137*				36*	123										60	151	80					260		31
D ₂₋₃ fr											2520	2590	2610	2560	2797	3050										
											-2276	-2343	-2365	-2318	-2560,8	-2807,2										
											170	167	152	160	108	47										
Pz	-						-																			
	-						-																			
	139,9*						107*														284*	101*				
Альпитуда ст.рот	254	252	256	256	263,02	252	266			246	244	247	245	242	236,2	242,8	250	245,75	242	249,25	250,4	180,8	208,6	203,9	210,2	210
Забой,м	2945,9	2917	2418	2565	2550	2862	3070			1312	2690	2757	2762	2720	2905	3097	2955	3153	2880	2670	2761	2020	1825	3171	2179	22

плотные среднекрепкие. Вскрытая толщина достигает 284 м в скв. Аса-1 месторождения Аса.

Девонская система D

Девонская система включает отложения среднего и верхнего отделов, в пределах рассматриваемой территории вскрыта скважинами на пяти месторождениях, кроме месторождения Аса.

Средний и верхний отделы D_{2-3}

Отложения представлены франским и фаменскими ярусами.

Франский ярус D_{2-3fr} вскрыт скважинами месторождения Оппак (Г-2, 1), Орталык (скв. ПРИД-1, ПРИД-2, 1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г). Литологический разрез однороден и представлен метаморфическими, хлорит-серицитовыми, темно-серыми, серо-зеленоватыми сланцами, местами буроватыми из-за железистых примесей. По трещинам развиты кварциты бело-розового цвета. Песчаник пестроцветный, светло-серый с оранжевым оттенком, коричневатый, среднезернистый, слюдистый с включением галек кварца и кремния, а также в виде гнезд зеленого аргиллита, плотный, крепкий на карбонатном цементе. Гравелит пестроцветный из плохоокатанных, местами остроугольных галек кварца, кремния и глинистого материала. Местами гравелит переходит в конгломерат. Конгломерат пестроцветный из плохоокатанных галек кварца, кремния и песчанисто-глинистого материала, с пропластками крупно и грубозернистого песчаника. Цемент кварцево-глинистый. Вскрытая толщина составляет от 47м (скв. ПРИД-2, м.Орталык) до 556м (скв.1, Оппак)

Фаменский ярус D_{3fm} пресутствует на месторождениях Оппак (скв. Г-1, Г-2, Г-3, 1), Придорожное Южное (скв. 17, SK1017), Тамгалытар (скв. Там-1Г, Там-2Г, Там-7Г, SK1012), Кендирлик (скв. KNDK-3, KNDK-5, KNDK-6) и представлен тремя отделами нижним, средним и верхним.

В нижней части разреза отложения (D_{3fm_1}) преимущественно сложены алевролитами бурыми, плотными с редкими прослойками окремненных, мелкозернистых песчаников. Песчаники розово-коричневые, коричневые, мелкозернистые с прослойками бурых аргиллитов и алевролитов. Известняк темно-серый, мелко и скрыто кристаллический, трещиноватый. Реже наблюдается чередование гравелитов и конгломератов. Гравелиты пестроцветные, серовато-коричневые, красновато-коричневые. Конгломераты пестрые, состоящие из галек, с размерами от 1 см до 5 см. Толщина колеблется составляет от 50 м (скв. 1, Оппак) до 534 м (скв. KNDK-5, Кендирлик).

В средней части разреза (D_{3fm_2}) отложения представлены ангидритами серыми переслаивающихся с темно-серыми доломитами, аргиллитами темно-серыми, черными,

местами с зеленоватым оттенком, алевролитами бурыми, крепкими с прослойками окремненных доломитов, аргиллитов или тонкослоистых белых ангидритов. Известняки темно-серые, кристаллические, скрыто-кристаллические, с включениями кристаллов и гнезд белого кальцита. Песчаники красноцветные, кварц-полевошпатовые, мелко-среднезернистые, плотные. Цемент глинисто-железистый. Имеются тонкие прослойки черного аргиллита. Галит просвечивающий, желтоватый, беловатый, хорошо сцементирован, хрупкий, сильно загрязнен глинистым материалом. (Опак, Придорожное Южное, Кендирлик). Вскрытая толщина составляет от 45м (KNDK-5, Кендирлик) до 380м (скв.17, Орталык).

Выше по разрезу (*D_{3fm3}*) залегают аргиллиты серо-зеленые, кавернозные, с включениями, линзами и пропластками желтовато-серой, прозрачной каменной соли. Каменная соль полупрозрачная, серая, в ангидритово-аргилитовой рубашке серого цвета. (Орталык, Придорожное Южное, Кендирлик). Толщина отложений фаменского яруса достигает 904 м. (Придорожное Южное).

Каменноугольная система С

Нижний отдел (С₁)

Отложения представлены турнейским, визейским и серпуховским ярусами.

Турнейский ярус С_{1t}. Отложения этого возраста вскрыты всеми скважинами месторождений Опак, Орталык (ПРИД-1, ПРИД-2, ПРИД-9, ПРИД-10, ПРИД-11), Тамгалытар (Там-1Г, Там-2Г, Там-7Г, SK1012), Придорожное Южное (17, 18, SK1017), Аса (2), Кендирлик (KNDK-3, KNDK-4, KNDK-5, KNDK-6) и представлены ангидритами, аргиллитами, известняками, доломитами. Ангидриты светло-серые, серые, мелкокристаллические, трещиноватые, крепкие, перемятыми с аргиллитами серыми до черных, известковистыми, ангидритизированными. Доломиты черные, тонкослоистые, пелитоморфные, глинистые, ангидритизированные. Реже встречены прослои зеленовато-серых, серо-зеленых песчаников средне- и крупнозернистых на карбонатно-глинистом цементе.

Вскрытая толщина составляет от 26 м (Аса-2, Аса) до 169м (скв. ПРДС-10, Орталык).

Визейский ярус С_{1v} литологически однороден, и в основном, сложен крепкими известняками от темно-серого до черного цветов, местами трещиноватыми, трещины заполнены ангидритами или аргиллитами. Прослой аргиллитов темно-серые, зеленоватые, иногда углистые и повсеместно ангидритизированные. Имеются редкие включения органики (одиночные кораллы). В отложениях визейского яруса установлены продуктивные горизонты С_{1v1}, С_{1v2}, С_{1v3}.

Толщина отложений от 206м (скв.1Г, м.Орталык) до 493 м (скв. 17, Придорожное Южное).

Серпуховский ярус C_{1s} отличается от подстилающих их карбонатных отложений лишь увеличением доли терригенного материала.

Разрез сложен переслаиванием ангидритов, аргиллитов и известняков. Ангидриты белые, серые, дымчатые, сахаровидные с прослойками аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, черные, плотные, оскольчатые. Известняки серые, темно-серые, почти черные, крепкие, плотные, местами трещиноватые, наблюдается обилие морской органики.

Толщина изменяется от 61 м. (скв. Г-2, Оппак) до 279 м. (скв. 17, Придорожное Южное).

Средний отдел (C_2)

Отложения представлены таскудукским и джезказганским ярусами.

Таскудукский ярус C_{2ts} . Представлен переслаиванием темно-серых, а в верхней части - пестроцветных аргиллитов, алевролитов с прослоями известняков и ангидритов. Аргиллиты коричневые, красно-коричневые, мягкие. Алевролиты коричневые, среднеконсолидированные, местами глинистые, песчанистые. Местами отмечается распространение серых, темно-серых, органогенных, плотных, с прослойками черного известковистого аргиллита известняков (месторождения Аса, Придорожное Южное).

Толщина яруса изменяется от 61 м (скв.SK1012, Тамгалытар) до 500м (скв.Г-2, Оппак).

Джезказганский ярус C_{2+3dg} . Отложения представлены красноцветной толщей пород: переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников, отмечается повсеместное распространение ангидритов в виде желваков.

Толщина колеблется от 52 м. (скв.3-Г, Орталык) до 924 м. (скв.Там-7Г, Тамгалытар).

Пермская система (P)

Отложения пермской системы подразделяются на три толщи: подсоленосную, соленосную и надсоленосную.

Подсоленосная толща (P_{1ps}) по своему литологическому составу аналогична средне-верхнекаменноугольным отложениям. Поэтому всю пачку этих пород можно рассматривать как единую нижнепермско-верхнекаменноугольную терригенную толщу.

Толщина этих отложений различна, от 141 м (скв.16, Придорожное Южное) до 880м (скв.1, Аса).

Соленосная толща (P_{1s}) распространена не повсеместно (полное отсутствие на месторождении Оппак). Литологически сложена переслаиванием пластов каменной соли крупнокристаллической, прозрачно-белой, розовой и серой с различными оттенками, с

красноцветными известковистыми алевролитами, аргиллитами и песчаниками, содержащими включения и прослойки гипса, ангидрита и глауберита. Толщина соленосной толщи достигает 492 м (скв.Прид-9, Орталык).

Надсоленосная толща (P_{2as}) развита не повсеместно. Сложена сероцветными, пестроцветными песчаниками на карбонатно-глинистом цементе, алевролитами, аргиллитами, мергелями и известняками. Весь разрез сильно загипсован, встречаются включения желваков ангидритов и карбонатных стяжений, придающих породам буровато-пятнистую окраску.

Толщина варьирует от 51 м (скв.18, Придорожное Южное) до 578 м (скв.Там-1Г, Тамгалытар).

Мезо-кайнозойская система (MZ-KZ)

Толщу промежуточного структурного этажа повсеместно с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают отложения мезо-кайнозоя, представляющие собой платформенный чехол района. Они отличаются спокойным залеганием, относительно выдержанными толщинами и представлены переслаиванием суглинков, супесей, глин, алевролитов, отмечаются прослой галечников.

Толщина не превышает 592 м. (скв.2-Г, Орталык).

4.2. Тектоника

Шу-Сарысуская депрессия – это крупная отрицательная структура северо-западного простирания, ограниченная на северо-востоке Эргелекты-Жуантобинским антиклинорием, Шуской глыбой и Шу-Илийским антиклинорием, на юге и юго-западе Киргизским, Малокаратауским и Большекаратауским, на северо-западе – Улытауским антиклинориями, а на севере – выходами на поверхность образований палеозоя в Сарысу-Тенизском водоразделе (рис.4.2.1).

Шу-Сарысуская депрессия долгое время считалась эпикаледонской платформой, обновленной герцинскими и альпийскими движениями блокового характера.

По последним данным на схеме геосинклинального фундамента Туранской плиты в пределах Шу-Сарысуской депрессии выделяют добайкальские погруженные массивы с добайкальским фундаментом (Мойынкумский и Улытауский), разделенным Макбельским каледонским поднятием (Гастинское и Таласское поднятие). Макбельское каледонское поднятие ограничено разломами северо-западного простирания, на котором протерозойские осадки перекрываются толщами девона и карбона.

По геофизическим региональным данным исследователи также отмечали наличие карельского древнего фундамента Шу-Сарысуской и других депрессий (Кунин Н.Я., Бекжанов Г.Р. и др.).

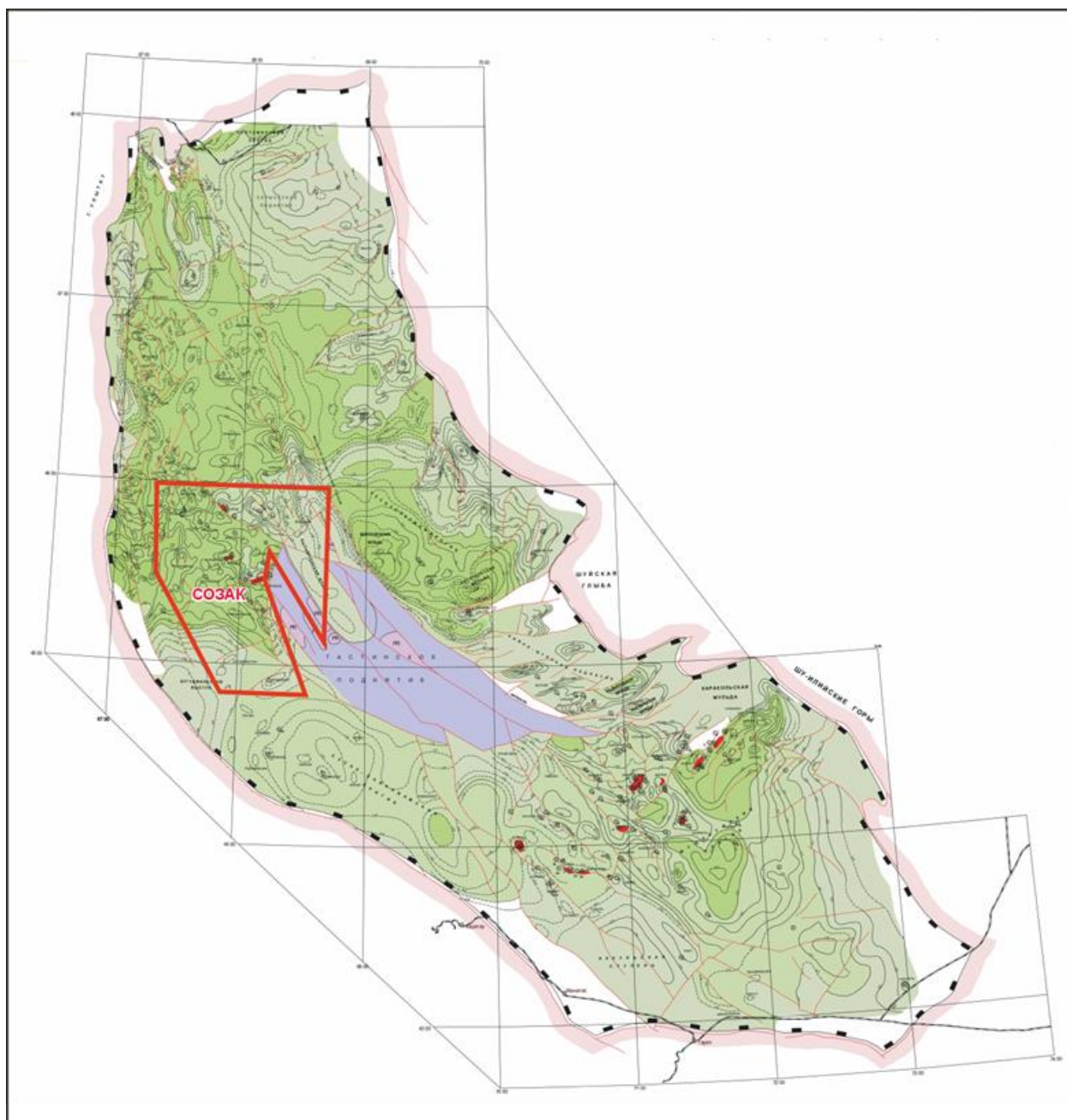


Рис.4.2.1. Тектоническая схема каменноугольных отложений Шу-Сарысуской впадины

По А.А. Абдулину Шу-Сарысуская депрессия имеет каледонскую консолидацию фундамента.

По особенностям строения промежуточного структурного этажа выделяются блоковые структуры, наиболее резко отличающиеся спецификой движений в верхнем палеозое. Наиболее приподнятой была Бестобинская глыба – область Нижнешуских соляных куполов, а погруженными – Кокпансорская и Мойынкумская глыбы.

Кокпансорский прогиб занимает краевую западную часть Шу-Сарысуской депрессии и представляет собой крупную отрицательную структуру I порядка, северо-западного простирания размерами 100x230 км. С востока она ограничена Тастинским поднятием и Тамгалинским разломом, с северо-востока Арандинским разломом.

На юге и юго-востоке через моноклираль переходит в Бугуджильское поднятие и Найманский вал, которые разделяют Кокпансорский и Созак-Байкадамский прогибы. На западе прогиб переходит в Аксумбинское поднятие и ограничена Иркутдукским и Сарысуским разломами.

Как видно из приведенных данных, границы Кокпансорского прогиба с сопредельными структурами выражены системой разнонаправленных разломов, подчеркивающих ее тектоническую природу.

Заложение прогиба произошло в конце нижнего – начале среднего палеозоя в результате интенсивного погружения одноименного гетероблока фундамента.

В результате дробления Кокпансорского гетероблока на более мелкие блоки был заложен общий структурный план прогиба. Накопление отложений промежуточного структурного этажа происходило в условиях дифференцированных подвижек отдельных блоков на фоне общего эпейрогенического погружения всей территории. В конце перми – начале мезозоя под влиянием заключительных фаз складчатости герцинского тектогенеза дифференцированное движение блоков фундамента сменилось общим воздыманием всей территории Кокпансорского прогиба и прилегающих к ней районов. Этими движениями толща отложений палеозоя была смята в пологие складки и разорвана серией нарушений с унаследованным развитием структурного плана.

Выведенная на поверхность верхняя толща герцинского промежуточного структурного этажа в послепермское время подверглась интенсивному размыву, продолжавшемуся вплоть до верхнего мела, после чего начали проявляться тенденции к погружению. Территория была захвачена трансгрессией верхнемелового моря и вступила на путь платформенного развития.

Таким образом, Кокпансорский прогиб следует рассматривать как крупную область средне-верхнепалеозойского осадконакопления, где глубина до поверхности докембрийского нижнепалеозойского фундамента составляет 2500-5000 м и более.

Основание Кокпансорского прогиба сложено расланцованными и метаморфизованными осадками докембрия и возможно нижнего палеозоя, закрытыми на структурах Орталык, Северо-Придорожная, Тамгалытар и др.

В юго-восточной части прогиба глубокими скважинами вскрыта орогенная моласса Д₂₋₃, представленная туфопесчанниками, конгломератами (Придорожное, Придорожное Южное, Найман).

В формационном отношении породы промежуточного этажа подразделяются на галогенно-терригенную верхнего девона-нижнего турне, карбонатно-терригенную нижнего карбона, преимущественно терригенную среднего-верхнего карбона и галогенно-терригенную пермского возраста. Нижняя терригенно-галогенная формация имеет ограниченное распространение в восточной части Кокпансорского прогиба. Анализ мощностей верхнего девона-турне показывает, что максимальная их мощность приурочена к району структур Придорожное Южное и Придорожное (605 м, 1077 м). Мощность этого комплекса уменьшается к центральной и северной частям прогиба до полного выклинивания.

Карбонатно-терригенные образования нижнего карбона распространены на всей территории прогиба мощностью 437-1000 м, уменьшающейся с запада на восток.

Наибольшие мощности пермских образований приурочены к центральным и западным районам, достигая 1700 м, в восточном направлении она составляет порядка 600 м.

Наиболее детально изучена восточная часть прогиба (методом ОГТ и высокоточной гравиразведкой). Здесь установлено наличие в низах разреза эпигеосинклинального чехла терригенно-соленосных отложений верхне-девонско - турнейского возраста и сокращение толщин пермских осадков.

Геологическое строение палеозойского комплекса отложений характеризует отражающий горизонт Pz (граф.прил.4, рис.4.2.2). Протрассированы тектонические разломы в пределах контрактной территории в основном субмеридионального простирания.

В пределах контрактной территории выделены отдельные поднятия Тамгалытар, Орталык, Аса, Придорожное. Минимальные отметки в сводах поднятий варьируют от -2000 м до 2500 м.

Структурный план фаменских отложений верхнего девона в целом аналогичен строению палеозойских отложений (граф.прил.5,рис.4.2.3).

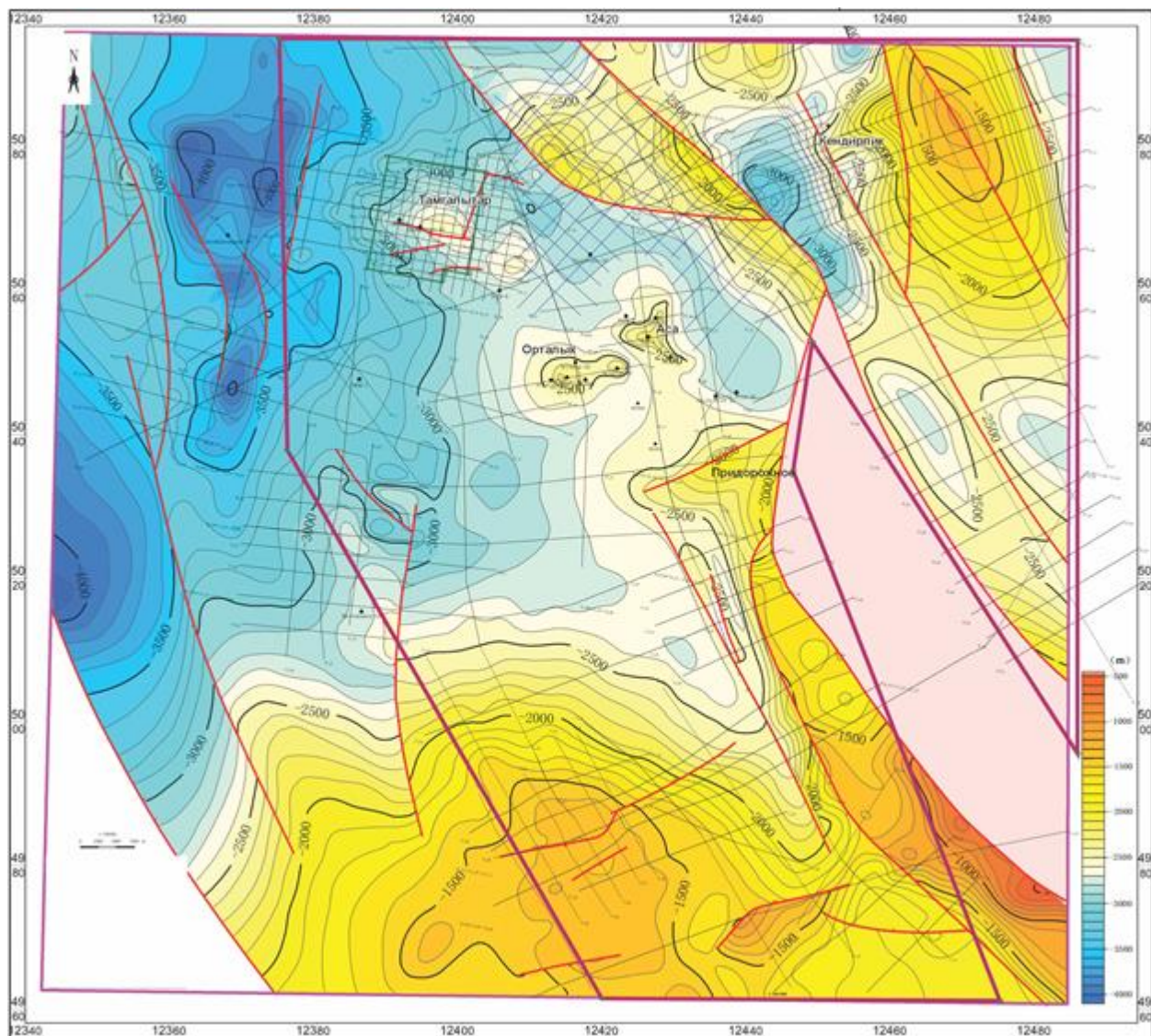


Рис.4.2.2. Структурная схема по отражающему горизонту PZ

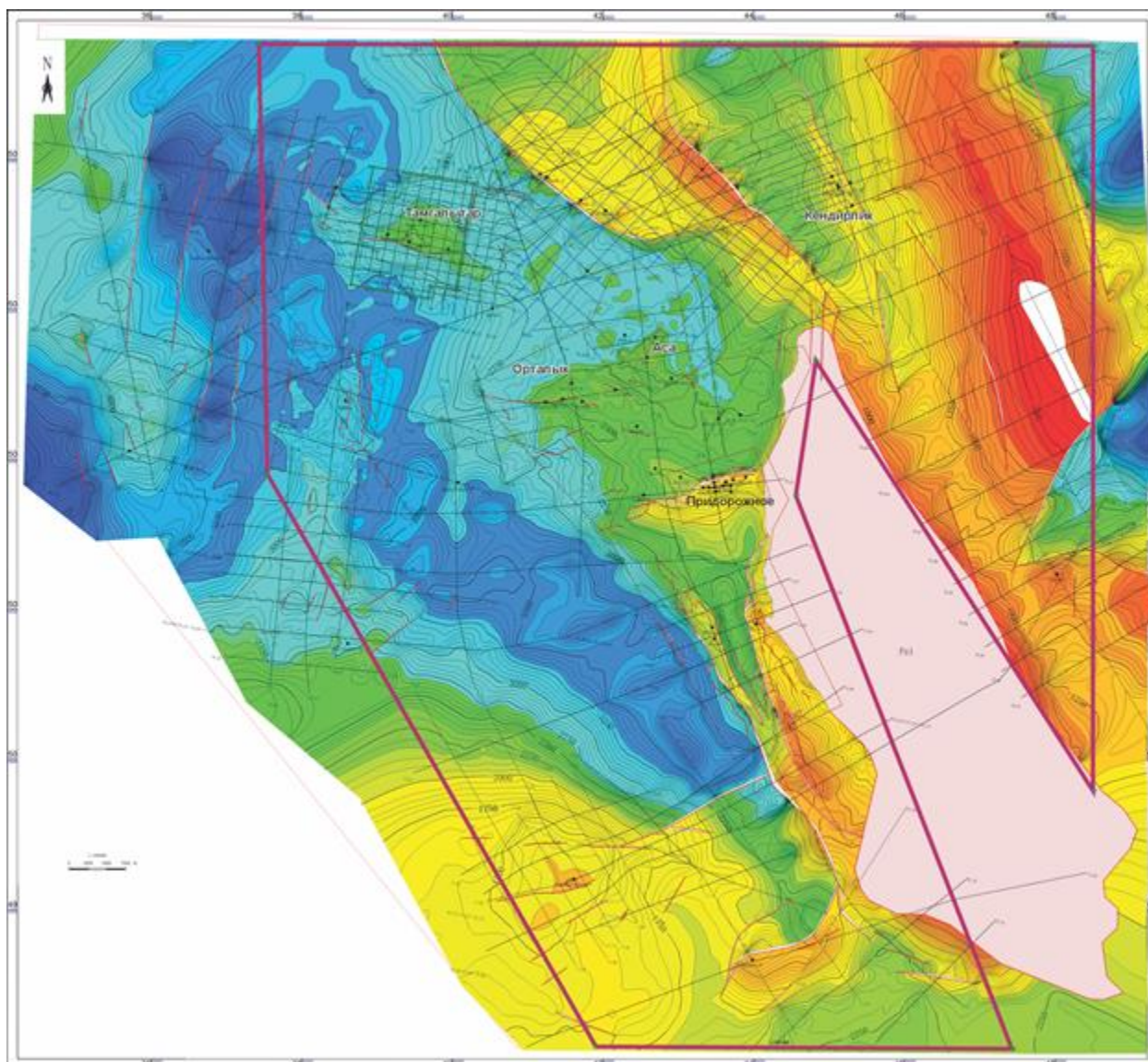


Рис.4.2.3. Структурная карта по отражающему горизонту D_{3f}

В исследуемом районе в серпуховских отложениях выделена толща мелководных оолитовых известняков, сформировавшихся на слегка наклонном карбонатном шельфе. Карбонатный шельф картируется в юго-западном простирании, от зоны Тамгалытар через структуру Иркутдук. После осадконакопления в палеозойском времени произошла деформация пластов в крупную антиклиналь, осложненную разломами. Это привело к сочетанию благоприятных коллекторских фаций и структурного замыкания в пределах структур Тамгалытар, Аса, Кендирлик (рис.4.2.4, 4.2.5).

Верхний структурный этаж Кокпансорской впадины слагают мезокайнозойские отложения платформенного чехла. В структурном плане Кокпансорская впадина по отложениям верхнего структурного этажа не выделяется, а входит в состав Созакского прогиба, который включает в себя площади впадин Созакской, Байкадамской и Кокпансорской и разделяющих их поднятий.

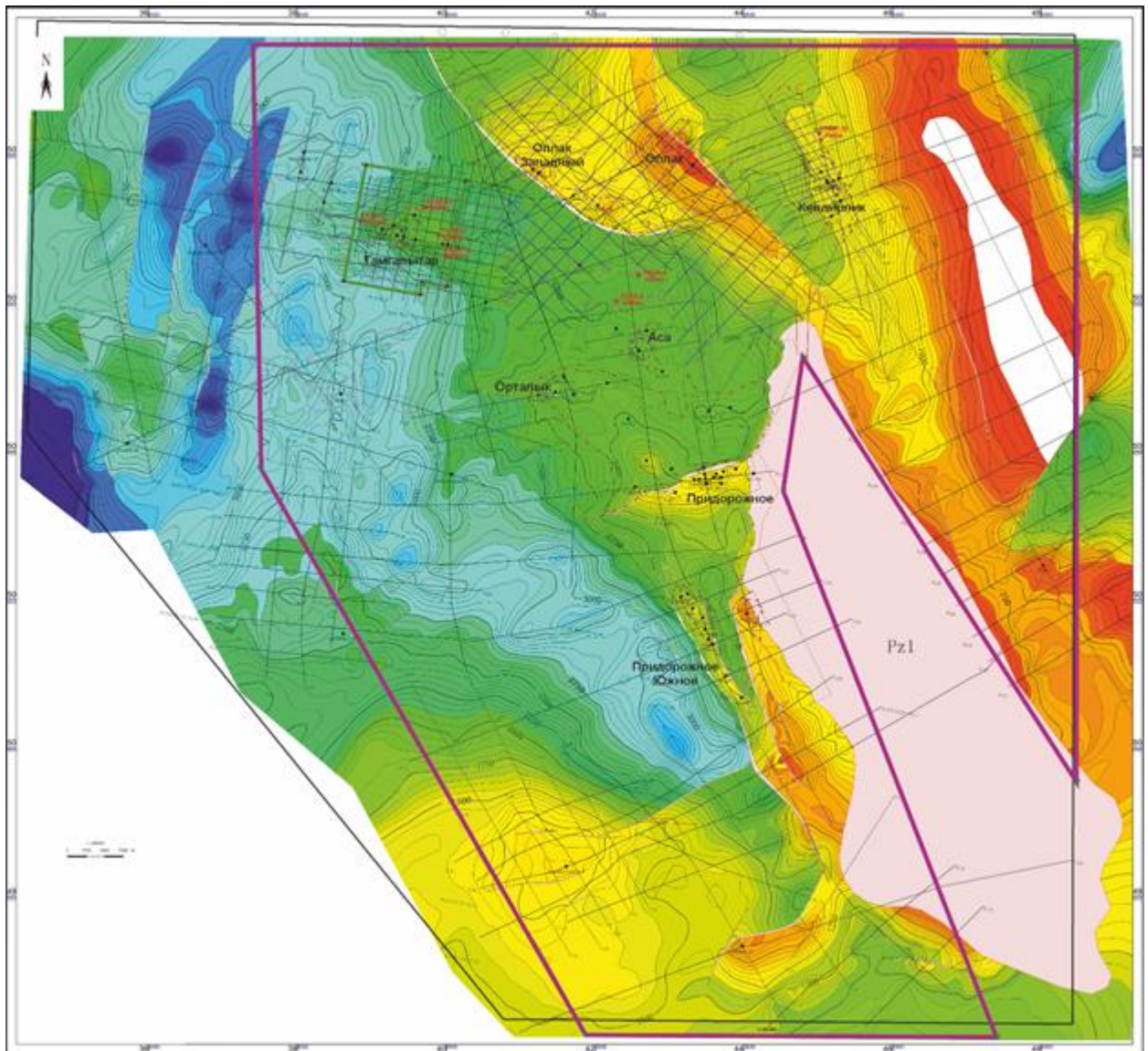


Рис.4.2.4. Структурная карта по отражающему горизонту C_{1v3}

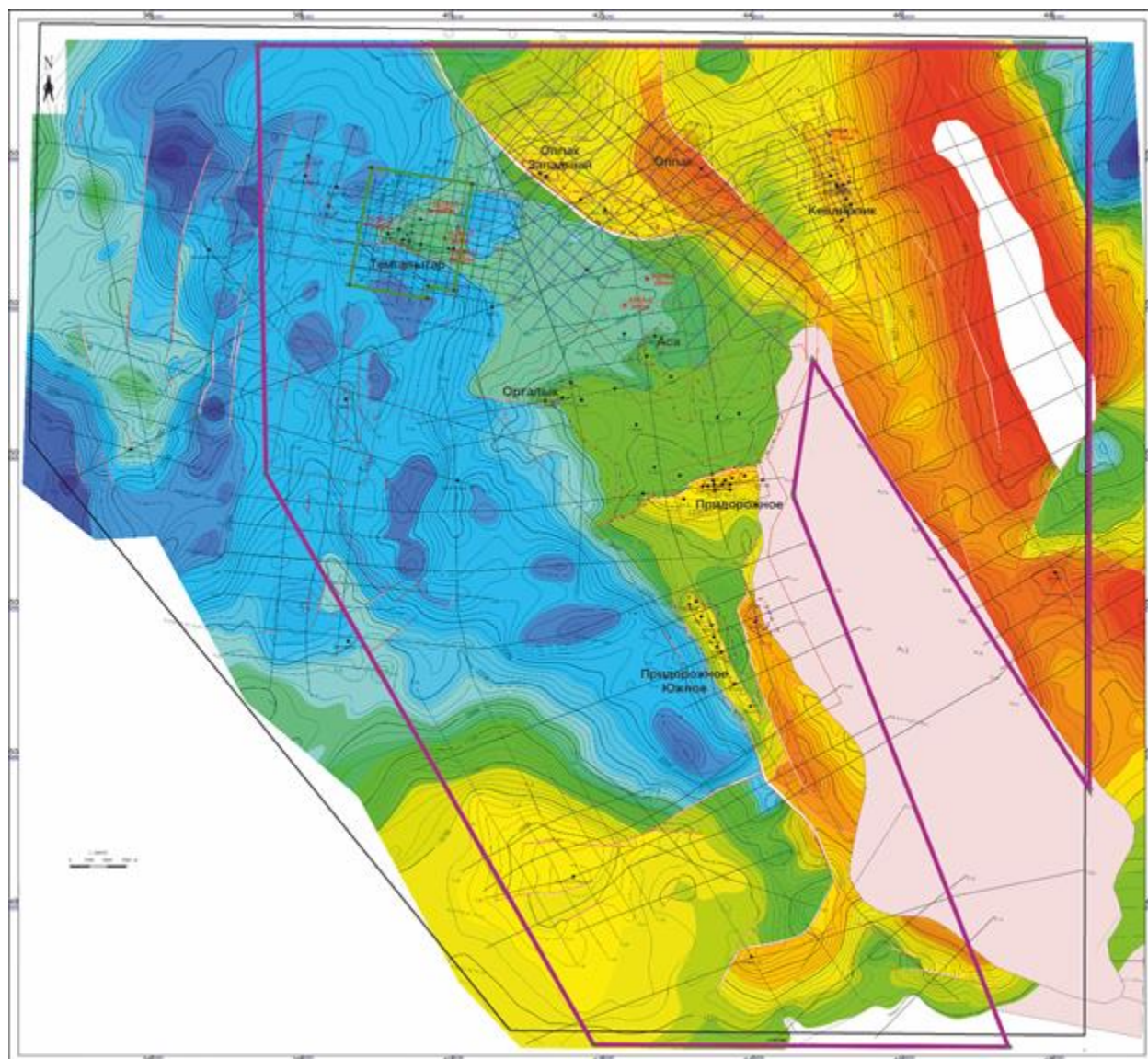


Рис.4.2.5. Структурная карта по отражающему горизонту C1sr

4.3. Газоносность

Обобщение и анализ стратиграфической приуроченности промышленных притоков газа и его проявлений позволили выделить три региональных газоносных комплекса: верхнедевонский, нижнекаменноугольный и нижнепермский. Помимо этих на месторождении Орталык и Аса установлен газоносный горизонт, связанный с дезинтегрированной частью выступа протерозойского фундамента, что позволяет надеяться на возможность открытия в этом регионе залежей газа, приуроченных к выступам фундамента.

По многочисленным источникам к резервуарам Шу-Сарысуского осадочного бассейна можно отнести средне-верхнепалеозойские отложения, начиная от девона и до нижней перми, причем преимущественно терригенные и карбонатные отложения, коллектора которых обладают достаточно неплохими свойствами как пористости, так и проницаемости.

Породы эти ввиду своей неоднородности, а также испытавшие процессы вторичной стадии преобразования, позволяют охарактеризовать данные коллектора как поровые, смешанные и трещиноватые. Данные типы коллекторов широко развиты в фаменской терригенной толще и терригенно-карбонатных и карбонатных отложениях серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона.

Смешанный тип коллекторов с пористостью до 12% и проницаемостью в пределах 0,1-1,0 мД можно отнести к переходному типу от поровых к трещинным коллекторам, так как им свойственна более низкая эффективная пористость по сравнению с коллекторами порового типа, но значительно выше, чем следующем типе коллекторов. Породы, слагающие данный тип коллекторов, относятся к песчано-алевролитовым и карбонатным фракциям.

Трещиноватый тип коллекторов сложен преимущественно массивными кристаллическими известняками, реже песчано-глинистыми породами, общая пористость такого типа достигает не более 7%, при эффективной в среднем 2%. Трещиноватость в таких коллекторах вероятно имеет тектоническую природу, с учетом последующих процессов, связанных с процессами приведших к вторичной трещиноватости при катагенезе пород, сопровождающимися перекристаллизацией, гидрослюдизацией глинистого цемента и другими процессами.

Что касается флюидоупоров, в Шу-Сарысуском ОБ они представлены как правило каменной солью и ангидритами. Данные типы покрышек приурочены к определенным возрастам, выявленным от фамена до нижней перми, собственно они и отвечают за те или иные скопления залежей углеводородов, в том числе, выявленных на сегодня газовых

месторождений. В качестве региональной покрывки, выделяются галогенно-терригенные породы нижней перми, к зональным покрывкам достаточно отнести галогенные и сульфатизированные породы фаменского и нижнетурнейского возрастов.

В нижней перми залежи газа открыты на структурах Ушарал, Кемпиртобе, Ушарал Северный и Ушарал Западный, Айрақты, Амангельды. Притоки газа получены также при испытании скважин на структурах Жуалы, Акби, Орталык. Залежи газа связаны с коллекторами трещинно-порового типа в подсолевых и межсолевых отложениях. Покрывками являются каменные соли, алевролиты с сульфатно-галитовым цементом. Газ по составу азотный, азотно-метановый, с промышленным содержанием гелия. В залежи месторождения Айрақты имеется конденсат. Пластовые давления превышают гидростатические на 20-25% (Мойынкумская впадина) и близки к гидростатическим (Кокпансорская впадина).

В нижнем карбоне залежи газа открыты на структурах Придорожное, Айрақты, Амангельды и получены газопроявления на структурах Саякбай, Малдыбай, Ушарал, Алимбет, Елемес, Придорожное Южное, Придорожное Северное, Орталык. Газоносность связана с коллекторами трещинного (в известняках) и порового типов в отложениях визейского яруса. Покрывкой являются пласты аргиллитов с желваками и прослоями ангидритов. Газ по составу азотно-метановый с промышленным содержанием гелия.

В залежах на месторождениях Айрақты, Амангельды имеется конденсат.

Пластовые давления в Муюнкумской впадине превышают гидростатическое на 6-8%, в Кокпансорской – на 13,8% (Придорожное), близки к гидростатическим (Орталык) или ниже его (Южно-Придорожная).

На структурах Кумырлы, Каракия, Жайрақского, Чуйского прогибов и в скважинах 2-с и 4-с Миштинской котловины из отложений среднего визе были подняты известняки, ангидриты с капельножидкой нефтью по трещинам и пустотам в кальцитовых прожилках. *В отложениях соленосной толщи* девона-нижнего турне установлено газопоявление на структуре Придорожное. Газ азотно-метановый с повышенным содержанием гелия. Содержание азота до 20% (объемный). Пластовое давление превышает гидростатическое на 16%. Коллекторы порового типа.

В подсолевых отложениях фамена залежь газа открыта на структуре Придорожное. Коллекторы порового типа. Газ азотно-метановый с промышленным содержанием гелия. Содержание азота до 27% (объемный). Пластовое давление превышает гидростатическое на 11,3%.

В фундаменте (нижний палеозой) залежь открыта на месторождении Орталык. Коллектор трещинного типа. Покрывка алевролиты и аргиллиты нижнего карбона. Газ по

составу азотно-метановый с азотом до 12% (объемный). Пластовое давление ниже гидростатического на 11%.

На месторождении Тамгалытар притоки газа получены при испытании серпуховских отложений в скважине № 1 в интервале 2285-2353,2м, и в скважине № 5. При исследовании на режимах максимальные притоки получены на диафрагме 6,6мм – 76,6 тыс.м³/сут (скв.№1) и 0,3-3,5 млн. м³/сут (скв №5). В остальных скважинах пробуренных на структуре Тамгалытар (№2, 3, 4, 7) газоносность отложений не подтвердилась.

На структуре Оппак Западный притоки газа получены при испытании отложений в кровле фамена в скв. № 1. При исследовании на режимах максимальные дебиты газа получены через диафрагму 6,6 мм – 29,53 тыс.м³/сут. В скважинах № 2 и 3 Западный Опак притоки газа дебитом до 2 тыс.м³/сут. получены из серпуховского яруса, из отложений фамена залегающих глубже чем в скважине № 1 притоков газа не получено.

На структуре Кендырлык притоки газа дебитом до 200 тыс.м³/сут получены из отложений визейского яруса в интервале 1630-1784м.

По результатам поисково-разведочного бурения, переинтерпретации данных ГИС коллекторы выделены в отложениях палеозоя, верхнего девона фаменского яруса, нижнего карбона визейского и серпуховского ярусов, результаты опробования скважин установили характер насыщения залежей как газовый.

За период 2020-2023 гг ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнил 6 оперативных подсчетов запасов по месторождениям Придорожное Южное, Аса, Орталык, Кендирик, Тамгалытар, Оппак, запасы свободного газа рассмотрены на заседании ГКЗ РК и учтены в Государственном балансе (протоколы №2223-20-П от 14.10.2020 г., №2246-20-П от 08.12.2020 г., №2367-21-П от 17.11.2021 г., №2432-22-П от 30.05.2022 г., №2327-20-П от 28.06.2021 г., №2464-22-П от 27.10.2022 г. соответственно) (табл.4.3.1).

В 2023 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнил подсчет запасов свободного газа по месторождению Придорожное Южное, запасы которого были рассмотрены на заседании ГКЗ РК и утверждены протоколом №2582-23-У от 03.08.2023 г.

Запасы газа оценены по категориям С₁ и С₂, причем процентное соотношение запасов категории С₁ к С₂ составляет по месторождениям: Придорожное Южное – геологические 51,1/48,9, извлекаемые 73,5/26,5; Аса - геологические 9,2/90,8, извлекаемые 11,8/88,2; Кендирик - геологические 14,4/85,6, извлекаемые 18,3/81,7; Тамгалытар - геологические 9,6/90,4, извлекаемые 12,3/87,7; Орталык - геологические 1,4/98,6, извлекаемые 1,8/98,2 и Оппак - геологические 10,2/89,8, извлекаемые 7,3/92,7

соответственно. По характеру насыщения все месторождения газовые, по компонентному составу газ сухой, с высоким содержанием метана.

Таблица 4.3.1 - Сведения о запасах свободного газа

Место-рождения	№ протокола ГКЗ РК	Запасы						Примечание
		Геологические, млн.м3			Извлекаемые, млн.м3			
		C1	C2	Всего	C1	C2	Всего	
Утвержденные запасы								
Придорожное Южное	№ 2582-23-У от 03.08.2023 г.	7769	7429	15198	7429	2684	10113	ПЗ
Принятые запасы								
Аса	№ 2246-20-П от 08.12.2020 г.	894	8910	9804	593.6	4437.3	5030.9	ОПЗ
Оргалык	№ 2327-21-П от 28.06.2021 г.	1410	101119	102529	936	50227	51163	ОПЗ
		1410	125120	126530	936	62311	63247	
			9650	9650		4805	4805	
Кендирик	№ 2367-21-П от 17.11.2021 г.	1537	9133	10670	1020	4546	5566	ОПЗ
Тамгалытар	№ 2432-22-П от 30.05.2022 г.	1260	11931	13191	836	5940	6776	ОПЗ
Опшак	№ 2464-22-П от 07.10.2022 г.	756	12761	13517	502	6355	6857	ОПЗ

Ниже приводятся краткие сведения по месторождениям (табл.4.3.2).

Месторождение Оргалык. На месторождении выделено тринадцать залежей газа. Из них 3 залежи (C_{1sr-1} , C_{1sr-2} , C_{1sr-3}) приурочены к серпуховским отложениям, 6 залежей (C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v1-1} , C_{1v1-2}) к визейским, 2 залежи (D_3fm_2 , D_3fm_1) к девонским отложениям, и 2 залежи ($Pz-1$, $Pz-2$) к кровле палеозойских отложений. Залежи по типу природного резервуара – пластовые сводовые, тектонически- и литологически-экранированные.

Месторождение Кендирик. На месторождении выделены три залежи газа. Из них 1 залежь (C_{1sr-1}) приурочена к серпуховским отложениям, две (C_{1v3-1} , C_{1v3-2}) к визейским. По типу природного резервуара залежи пластовые сводовые, тектонически-экранированные. Тип коллектора поровый.

Месторождение Придорожное Южное. На месторождении выделено девять залежей газа. Из них 2 залежи (C_{1sr-1} , C_{1sr-2}) приурочены к серпуховским отложениям, 4 залежи (C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v2} , C_{1v1}) к визейским и 3 залежи (D_3fm_3 , D_3fm_2 , D_3fm_1) к девонским отложениям. По типу природного резервуара залежи пластовые сводовые, тектонически-экранированные, литологически ограниченные. Тип коллектора поровый.

Месторождение Тамгалытар. В разрезе месторождения выделены восемь залежей, из них 2 залежи (C_{1sr-1} , C_{1sr-2}) в серпуховских отложениях, 5 (C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , C_{1v1}) в визейских и 1 (C_{1t}) к турнейским.

Таблица 4.3.2 – Характеристика продуктивных горизонтов (залежей), оконтуренных в пределах контрактной территории

Залежь	Блоки/ поднятия	Интервал залегания, м	Тип залежи	Площадь, тыс. м ²	Тип коллектора	Средняя эффек газонасыщенная толщина, м	Абсолютная отметка положения УГВК, м
1	2	3	4	5	6	7	8
Месторождение Орталык							
C _{1sr} -1		2006,2-2112,6	пластовая, сводовая, литологически- экранированная	C ₃ -106819	Поровый	3,5	-1868
C _{1sr} -2		2001,6-2188,9	пластовая, сводовая, тектонически- литологически экранированная	C ₃ -311003	Поровый	6,7	-1944
C _{1sr} -3		2015,4-2253,7		C ₂ -325410	Поровый	10,9	-2009
C _{1v3} -1		2179,4-2311,2		C ₂ -134313	Поровый	6,7	-2064
C _{1v3} -2		2109,3-2372,9		C ₂ -245099	Поровый	14,6	-2128
C _{1v2} -1		2318,9-2460,8		C ₃ -67382	Поровый	7,0	-2216
C _{1v2} -2		2397-2456		линзовидная	C ₃ -5882	Поровый	2,2
C _{1v1} -1		2418,9-2597,4	пластовая, сводовая, тектонически- литологически экранированная	C ₂ -235688	Поровый	8,4	-2354
C _{1v1} -2		2437,3-2607,2		C ₃ -152854	Поровый	5,0	-2371
D _{3fm1}		2792,2-2903,6	пластовая, сводовая, тектонически- экранированная	C ₃ -21136	Поровый	25,15	-2563 (р-н скв.ПРИД-11), -2641 (р-не скв.ПРИД-9)
D _{3fm2}		2626,1-2762,7		C ₃ -22499	Поровый	8,8	-2388 (р-н скв.ПРИД-11 -м) -2511 (р-н скв.ПРИД-9, ПРИД-10) -2526,5 (р-н скв.ПРДС-1)
Pz-1		2494,8-2671	пластовая, сводовая, тектонически-, литологически- экранированная	C ₁ /C ₂ -14483	Поровый	9,8	-2426
Pz-2		2594,3-2735,4		C ₁ /C ₂ -34050	Поровый	7,8	-2488
Месторождение Кендирик							
C _{1sr} -1		1451,5-1561,2	пластовая, сводовая, тектонически экранированная	C ₁ /C ₂ -42839	Поровый	3,8	-1271
C _{1v3} -1		1645,7-1848,4	пластовая, сводовая, тектонически- экранированная	C ₁ /C ₂ -82382	Поровый	8,4	-1558
C _{1v3} -2		1735,6-1927,3	пластовая, сводовая, тектонически экранированная.	C ₁ /C ₂ -75339	Поровый	23,4	-1637

Продолжение таблицы 4.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Месторождение Придорожное Южное							
C _{1sr-1}	I	1449,2-1590,2	пластовая, сводовая, тектонически экранированная,	C ₂ -19692	Поровый	15,7	-1381
	II	884,5-928,2		C ₂ -5886			-718
C _{1sr-2}	I	1536-1769	литологически ограниченная	C ₁ /C ₂ -18843	Поровый	21,6	-1560
	II	982,6-1137,3		C ₁ /C ₂ -13362			-927
C _{1v3-1}	I	1712,4-1714,5	пластовая, сводовая, литологически экранированная	C ₂ -12476	Поровый	2,1	-1571
C _{1v3-2}	I	1754,8-1842	пластовая, сводовая, тектонически экранированная,	C ₁ /C ₂ -13236	Поровый	8,2	-1661
	II	1197,4-1258,3		C ₁ /C ₂ -8046			-1048
C _{1v2}	I	1875,7-2005,1	литологически ограниченная.	C ₁ /C ₂ -18330	Поровый	9,7	-1824
	II	1361,7-1490,6		C ₁ /C ₂ -15247			-1280
C _{1v1}	I	2079,4-2141	ограниченная.	C ₁ /C ₂ -11085	Поровый	15,4	-1931
	II	1512,8-1575,5		C ₁ /C ₂ -11954			-1365
D _{3fm3}	I	2270,2-2395,6	пластовая, сводовая, тектонически нарушенная, тектонически экранированная	C ₂ -26602	Поровый	9,55	-2192
	II	1689,3-1692,2		C ₂ -1096			-1482
D _{3fm2}	I	2518,9-2552,3	пластовая, сводовая, тектонически экранированная, тектонически нарушенная	C ₁ /C ₂ -12076	Поровый	29,9	-2348
	II	1756,7-1803,8		C ₁ /C ₂ -4828			-1593,5
D _{3fm1}	I	2925,1-3040,1	пластовая, тектонически экранированная.	C ₂ -5407	Поровый	97,9	-2732
	II	1934,3-2059,5		C ₂ -1402			-1741
Месторождение Тамгалыгтар							
C _{1sr-1}		2284,6-2462,7	пластовая, полусводовая, тектонически- литологически- экранированная	C ₁ /C ₂ -7865	Поровый	13,7	- 2197
C _{1sr-2}		2340,4-2541,6		C ₁ /C ₂ -50308	Поровый	11,5	- 2276
C _{1v3-1}		2454,1-2572,6		C ₂ -13530	Поровый	3,9	- 2320
C _{1v3-2}		2481,8-2640,6		C ₂ -24085	Поровый	6,2	-2375
C _{1v2-1}		2532,1-2716,3	пластовая, сводовая, тектонически экранированная.	C ₂ -37949	Поровый	5,95	- 2450
C _{1v2-2}		2610,7-2749,5	пластовая, сводовая, тектонически- литологически- экранированная.	C ₂ -14125	Поровый	3,4	- 2483,5
C _{1v1}		2628,4-2802,1		C ₂ -25151	Поровый	10,13	- 2536
C _{1t}		2674,8-2821,2		C ₂ -15523	Поровый	10,4	- 2555

Продолжение таблицы 4.3.2

Месторождение Аса							
C _{1sr} -1		2058,5-2192,0	пластовая, сводовая	C ₂ -16 920	Поровый	13,35	-1941,8
C _{1sr} -2		2136,0-2236,5		C ₂ -10 280	Поровый	1,95	-1986,3
C _{1v₃} -1		2208,6-2343,9		C ₂ -12 899	Поровый	12,45	-2094
C _{1v₃} -2		2256,4-2390,3		C ₂ -14 486	Поровый	12,3	-2140
C _{1v₃} -3		2284,4-2440,6		C ₂ -15 912	Поровый	14,65	-2190
C _{1v₂} -1		2335,4-2480,3		C ₂ -7 749	Поровый	7,6	-2230
C _{1v₂} -2		2362,2-2538,7		C ₂ -16 570	Поровый	14,25	-2289
C _{1v₁} -1		2568,4-2600,1	пластовая, сводовая, литологически экранированная.	C ₂ -4 699	Поровый	2,7	-2350
C _{1v₁} -2		2620,0-2631,0		C ₂ -3 081	Поровый	1,4	-2380,6
Pz-1		2410,1-2419,1		C ₁ -325	Поровый	1,75	-2170
Pz-2		2437,6-2474,3	пластовая, сводовая	C ₁ -7090, C ₂ -9583	Поровый	8,65	-2493
Pz-3		2512,0-2595,5		C ₁ -2 509	Поровый	5,8	-2346,3
Месторождение Опак							
C _{1sr} -1	Западное	1377-1464	пластовая, тектонически экранированная	C ₂ -41670	Поровый	16,0	-1162,0
	Основное	758,3-799,5		C ₂ -10540		14,2	-505
C _{1sr} -2	Западное	1445,2-1499	пластовая, сводовая, тектонически - экранированная, ограниченная.	C ₂ -34120	Поровый	20,1	-1204
C _{1v₂}	Основное	903-958,6	пластовая, сводовая, тектонически- экранированная.	C ₂ -8441	Поровый	7,7	-664
D _{3fm}	Западное	1809,8-1834,6	пластовая, литологически и тектонически экранированная	C ₁ -5414	Поровый	11,8	-1551
	Основное	1183,8-1189,7		C ₂ -10960		3,5	-895
D _{3fr}	Основное	1884,3-1908,2	пластовая, сводовая, тектонически- экранированная	C ₂ -5733	Поровый	5,2	-1613

По типу природного резервуара залежи пластовые, полусводовые, тектонически и литологически экранированные.

Месторождение Аса. В пределах месторождения выделено двенадцать залежей: в серпуховских отложениях 2 залежи (C_{1sr-1} , C_{1sr-2}), в визейских 7 – (C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v3-3} , C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , C_{1v1-1} , C_{1v1-2}) и в палеозойских отложениях 3 ($Pz-1$, $Pz-2$, $Pz-3$). По типу природного резервуара залежи пластовые, сводовые.

Месторождение Оппак. На месторождении прослежено пять продуктивных горизонтов, к которым приурочены одноименные залежи: 2 - C_{1sr-1} , C_{1sr-2} в серпуховских отложениях, 1 (C_{1v2}) в визейских, и 1 в фаменских (D_{3fm}) и 1 во франских (D_{2-3fr}) отложениях. Залежи по типу строения резервуара - пластовые, сводовые, тектонически-экранированные.

Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин

Во всех месторождениях на контрактной территории опробование проводилось с помощью пластоиспытателя в процессе бурения и в обсаженной колонне путем перфорации.

На месторождении **Орталык** пластоиспытателем на трубах было исследовано 42 объектов в 11 скважинах. Притоки газа получены из 8-ти объектах. В 5-ти объектах проведено некачественное опробование, получен фильтрат бурового раствора, не герметичная пакеровка.

В колонне опробование выполнено в 25-ти объектах, из них 3 объекта приходится на горизонт C_{1sr} , 14 объектов - на C_{1v} , 2 объекта - на Pz , 5 объектов – на отложения $P1+C2-3$ и 1 объект - на $P1$. Приток газа получен из 6-ти объектов.

Всего на месторождении **Кендирлик** в колонне опробовано 9 объектов, из них один объект перестрелян и проведены мероприятия ГРП. Наибольшее количество объектов опробования (пять объектов) приходится на визейские отложения – горизонты $C_{1v3-1}+C_{1v3-2}$.

Пластоиспытателем на трубах было исследовано 10 объектов в 4 скважинах, из них 7 объектов приходятся на визейские отложения нижнего карбона, 1 объект - на серпуховские отложения нижнего карбона, 2 объекта – на фаменские отложения верхнего девона.

На месторождении **Придорожное Южное** пластоиспытателем на трубах было исследовано 16 объектов в 7 скважинах, из них 6 объектов приходятся на визейские отложения нижнего карбона, 4 объекта - на серпуховские отложения нижнего карбона, 1 объект охватывает отложения средне-верхнего карбона и серпуховского яруса нижнего карбона, 5 объектов – на фаменские отложения верхнего девона.

Всего на месторождении в колонне опробовано 13 объектов, из них в 6-х объектах получен приток газа, в 7 объектах – притока не получено или слабый (не подлежащий замеру) приток газа. Наибольшее количество объектов опробования (8 объектов) приходится на горизонт C_{1sr-2} , 5 объектов на отложения $C_{1v3-2}+C_{1v2}$.

Всего на месторождении **Тамгалытар** в колонне опробовано 13 объектов, из них: 6 объектов – газовые; 7 объектов – притока не получено. В результате опробования установлена продуктивность серпуховского горизонта (десяти объектах).

Пластоиспытателем на трубах было исследовано 16 объектов, из них: только в 1-ом объекте получили приток газа, в 2-х проведено некачественное опробование, а в 13 притока не получено.

На месторождении **Аса** пластоиспытателем на трубах исследовано 3 объекта в отложениях палеозоя (скв.2, SK-1005) и 1 объект в серпуховских отложениях (скв.SK-1005), притока нет.

Опробование в колонне выполнено в 5-ти объектах, из них 2 объекта приходится на горизонт C_{1sr} , 2 объекта - на PZ и 1 объект - на C_{1v3} . В результате опробования на месторождении установлена продуктивность горизонтов серпухова, визея и палеозоя.

Всего на месторождении **Оппак** пластоиспытателем на трубах было исследовано 17 объектов в 4 скважинах. Из 17-ми объектов притоки газа получены в 2-х объектах. В одном объекте проведено некачественное опробование, получен фильтрат бурового раствора.

В колонне опробование выполнено в 19-ти объектах, из них в 11-ти объектах притоков не получено, в 5-ти объектах получены притоки пластовой воды, в 3-х объектах получены притоки газа. Объекты опробования приходятся на серпуховские, визейские, турнейские отложения нижнего карбона, также фаменские и франские отложения верхнего девона.

Интервалы и результаты опробования скважин в колонне на месторождениях контрактной территории приведены в таблице 4.3.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
3-Г	1978 г.	<u>2610-2680</u> -2365-2435	Pz-1		ПКО-90 600 отв.								Нет притока			
1-С	1977	<u>974-1312</u> -729-1067	P _{1s} -C ₂₋₃ dg		ПКО-89 600 отв.								2			
2-С	1977	<u>1043-1350</u> -798-1105	P _{1s} -C ₂₋₃ dg		ПКО-89 600 отв.								Нет притока			
3-С	1978	<u>1159-1326</u> -913-1080	P _{1ps} -C ₂₋₃ dg		ПКО-89 330 отв.								Нет притока			
ПРДС-1	19.03.1978 06.04.1978	<u>2575-2600</u> -2367,3- 2392,3	Вне горизонта		ПК-103 500 отв.		- 8 23 12						Нет притока		1394 1386 1800 1770	- 8 414 630
	06.04.1978 19.04.1978	<u>2535-2565</u> -2327-2357,3	C _{1v1} -1		ПК-103 600 отв.								Нет притока			
	20.04.1978 15.05.1978	<u>2465-2525</u> -2257-2317	C _{1v1} -1		ПК-103 1200 отв.								Нет притока			
	16.05.1978 26.05.1978	<u>2340-2370</u> -2132-2162 <u>2383-2400</u> -2175-2192	C _{1v2} -1		ПК-103 600 отв. ПКО-89 204 отв.								Нет притока			
	27.05.1978 11.06.1978	<u>2265-2300</u> -2057-2092	C _{1v3} -2		ПК-103 700 отв.								слабый до 1			
	12.06.1978 13.06.1978	<u>2115-2140</u> -1907-1932	вне горизонта		ПК-103 500 отв.								Нет притока			

Месторождение Кендирлик

KNDK-2	<u>02.06.85</u> 30.06.85	<u>1680-1697</u> -1385-1402 <u>1768-1786</u> -1473-1491	C _{1v3} -1+ C _{1v3} -2	73/1620	КПРУ-65 816 отв.		372	16,1		10,08	9,4	6	900			
	<u>21.04.85</u> 27.04.85	<u>1793-1810</u> -1498-1515	C _{1v3} -2	73/1782	КПРУ-65 272 отв.		6,59 7,83 9,87 5,85	18,65	17,94 17,43 16,92 14,80	15,60 15,16 14,80 12,90	15,43 15,03 14,00 9,26	0,71 1,22 1,73 3,85	115 156 210 350			
KNDK-6	<u>15.10.15</u> 10.11.15	<u>1992-2007</u> -1697-1712 <u>2008-2025</u> -1713-1730	C _{1v2}	73/1985	ПК-102 512 отв.			19,5					Нет притока			
	<u>11.11.15</u> 30.11.15	<u>1992-2007</u> -1697-1712 <u>1857-1864,2</u> -1562-1569,2	C _{1v3} -1+ C _{1v3} -2+ C _{1v2}	73/1985	ПК-102 512 отв.			16,5					Нет притока			
	<u>03.08.17</u>	<u>1703-1723,1</u> 1408-1428,1	C _{1v1}		ПК-102	5					11,0	7,0	34,5			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Месторождение Тамгалытар																		
Там-1Г	<u>16.02.1980</u> 29.02.1980	<u>2584-2591</u> -2330-2337 <u>2609-2616</u> -2355-2362	C ₁ v ₂ -1 + C ₁ v ₂ -2	73x2210	ПКРУ- 65 112 отв.								Нет притока					
	<u>01.03.1980</u> 14.03.1980	<u>2319-2360</u> -2065-2106	C ₁ sr-1	146x230 1	ПКС- 105								Нет притока					
	<u>15.03.1980</u> 25.03.1980	<u>2274-2315</u> -2020-2061	C ₁ sr-1	73x2210	ПК-103 410 отв.								5					
	<u>26.03.1980</u> 21.04.1980	<u>2274-2315</u> -2020-2061	C ₁ sr-1	73x2210	ПК-103 410 отв.									15				
	<u>21.04.1980</u> 26.05.1980	<u>2274-2315</u> -2020-2061	C ₁ sr-1	73x2210	ПК-103 410 отв.									40				
	<u>21.04.1980</u> 25.05.1980	<u>2274-2315</u> -2020-2061	C ₁ sr-1	73x2210	ПК-103 и КПРУ- 65 всего 738 отв.	1,5 2,38 3,21 4,0 6,6		22,43			18,61			6,83 15,59 27,68 38,49 76,57				
	<u>27.05.1980</u> 13.06.1980	<u>2158-2176</u> -1904-1922 <u>2141-2143</u> -1887-1889	C ₂ ts	73x2210	ПК-103 20отв.на 1п.м.									Нет притока				
Там-4Г	<u>05.11.1982</u> 15.12.1982	<u>2476-2505</u> -2220-2249	C ₁ sr-1	73x2460	ПК-103 20 отв.								замеру не подлежит					
	<u>17.12.1982</u> 25.03.1983	<u>2452-2472</u> -2196-2216	C ₁ sr-1	73x2440	ПКС- 105 20 отв.								Нет притока					
	<u>29.03.1983</u> 17.04.1983	<u>2423-2433</u> -2167-2177 <u>2452-2472</u> -2196-2216	C ₁ sr-1 + C ₁ sr-2	73x2420	ПКС- 105 и ПКО-89 всего 184 отв.								Нет притока					
	<u>21.04.1983</u> 12.05.1983	<u>2397-2415</u> -2141-2159	C ₁ sr-1	73x2421	ПКС- 105 12 отв.								Нет притока					
Там-5Г	<u>3.11.2010</u> 3.12.2010	<u>2270-2290</u> -2007-2027 <u>2395-2404</u> -2132-2141	C ₁ sr-1 + C ₁ sr-2	73x2250	ПКС- 105 390 отв.			22,7		3,6	0,93		28,3					
SK-1001	2023	<u>2214,4-2253</u> -1964-2002,6	C ₁ sr										163,4					

4.4. Гидрогеологическая характеристика

Водоносные комплексы структурного этажа Кокпансорской впадины подразделяются на четвертичные отложения, мел-палеогеновые отложения, нижнекарбоновые, верхнедевонские, верхнепалеозойские отложения.

Состав пластовых вод основных водоносных комплексов в исследуемом районе приведен в таблице 4.4.1.

Из отложений *верхнего палеозоя* притоков воды изучена на месторождении Орталык, коллектора которого имеют низкие фильтрационные свойства и локальное развитие. Этим обусловлено отсутствие притоков вод при испытании.

Из верхней части нижнепалеозойского фундамента при испытании газовой залежи получен приток воды.

Статический уровень не замерен, так как приток воды получен с газом (влажный газ). Тип воды по В. Сулину хлоркальциевый, рН меньше 7, минерализация 52,8 г/л. Отмечается высокое содержание лития (30 мг/л), иридия (250 мг/л), брома (220 мг/л). Низкая минерализация, не свойственная водам палеозойского комплекса, может быть объяснена только локальным развитием коллекторов. (таблица 4.4.2)

Водоносные горизонты *верхнего девона* установлены на месторождении Придорожная в скважинах №№ 5, 6 и 7 при опробовании пластоиспытателем в открытом стволе и в эксплуатационной колонне. В отложениях верхнего девона пластовые воды связаны с пластами песчаников. Водоупором являются пласты солей и аргиллитов верхнего девона и нижнего карбона. Воды этих отложений сильно минерализованы (255 г/л), хлоркальциевого типа, отличаются высокой метаморфизованностью: коэффициент $r_{Na/rCl}$ составляет 0,41. В составе отмечается повышенное содержание кальция – в среднем равно 52104 мг/л. Дебит воды составляет 21 л/час. Воды характеризуют застойный гидродинамический режим.

На месторождении Придорожное Южное приток воды получен при испытании интервала 2888-2892 м. в *фаменских отложениях* в скважине 17. Минерализация вод составляет 327 г/л, плотность не определена, по показателю рН - воды кислые. Тип воды по В.Сулину - хлоркальциевый. Микрокомпонентный состав фаменских вод определен наиболее полно, в составе вод определены такие редкие компоненты, как литий, рубидий, барий, бром, цезий и т.д (таблица 4.4.2).

В составе вод *нижневизейских отложений* определено лишь содержание бария и стронция, остальные компоненты не определялись.

Воды *нижнего карбона* изучены на месторождениях Придорожное Южное, Орталык, Тамгалытар. Воды приурочены к порово-трещинным коллекторам.

Таблица 4.4.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ скв.	Пласт	Интервал опробования, м	Глуб. абс. отм. отбора проб, м	Дата отбора проб исследования	Дебиты, м3/сут.	Устьевое давление статическое, МПа		Расчет пласт. давления, МПа	Давление, приведенное к отм., МПа	Плотность воды, г/см3		Температура пластовая, °С	Вязкость в пластовых условиях, МПа·С	Удельное сопротивление при температуре пласта, Ом·м	Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л;)					
						статич. уровень, м	Удельное сопротивление при температуре пласта, Ом·м			в пластовых условиях	в ст. условиях				Минерализация	Na'	K'	Ca''	Mg''	Cl'
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
-	MZ-KZ*	0-398	-		-	-	-	-	-	1,003	-	-	-	5801	1723	-	280	126	2141	1384
															74,91	-	13,97	10,37	60,39	28,81
Орталык -2Г	MZ-KZ	160-200	-	1976 г.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1137	19		40	41	8	55
Орталык -4Г	MZ-KZ	-	-	1978 г.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300-5200	69	-	17	14	58	39
Орталык-ПРДС-1	MZ-KZ	-	-	04.11.77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1251		284	126	1633	1450
															54,4		14,2	10,4	46	30,2
															69		18	13	58	38
-	C1*	1513-2384	-		-	-	-	-	-	1,17	-	-	-	212787	39787	-	38276	1155	132620	827
															1729,87	-	1910,08	95,04	3740,76	17,22
Орталык – ПРДС-1	C1v1	2575-2600	-	19.06.78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184300	114968	2840	2485	-	182470	2304
															5000,78	72,63	124	-	5146,83	47,97
															96	1,5	2,5	-	99	1
-	D3*	2384-2850	-		0,5	-	-	-	-	1,21	-	-	-	255415	42031	-	52104	1216	159570	445
															1827,43	-	2600,13	100,06	4500,93	9,26
Тамгалытар -5	C1sr	2270-2404	-	06.11.10	-	-	-	-	-	1,109	-	-	-	146320,86	37501,50	19000,00	4609,20	182,40	80735,95	3053,30
															1630,50	475,00	230,01	15,01	2277,29	63,57
Тамгалытар -5	C1sr	2270-2404	-	07.11.10	-	-	-	-	-	1,111	-	-	-	170519,05	51196,16	12460,00	5310,60	121,60	96532,12	3655,70
															2225,92	311,50	265,01	10,01	2722,84	76,11
Тамгалытар -5	C1sr	2270-2404	-	09.11.10	-	-	-	-	-	1,246	-	-	-	271341,73	807,53	4085,00	94288,20	425,60	171735,40	отс
															35,11	102,13	4705,23	35,02	4844,07	
Тамгалытар -5	C1sr	2270-2404	-	23.11.10	-	-	-	-	-	1,134	-	-	-	151499,90	12475,20	2880,00	40080,00	608,00	92670,83	1530,80
															542,40	72,00	2000,10	50,03	2613,93	31,87
															1108,48	240,16	1800,09	27,52	3114,53	57,18
Придорожное	C1v1	1515-1580	-	01.02.17	<15	-	-	-	-	1,191	-	-	-	232444,0	55832,0	69,9	22444,8	7052,8	145373,7	1344,7
															2427,48	1,79	1120,0	580,0	4100,0	28,0

Таблица 4.4.2 - Микрокомпонентный состав пластовых вод месторождений Придорожное Южное и Орталык

Скв.	Гори- зонт	Дата отбора проб	Микрокомпоненты, мг/дм ³																
			Li ⁺	Rb ⁺	Mo ⁻	B ³⁺	Mn ²⁺	Ni ⁺	Cu ²⁺	Zn ²⁺	Fe ⁻	F ₂ ⁻	Br ⁺	Pb ²⁺	Ac ⁺	J ⁻	Sr ²⁺	Cs ⁻	Jr
Месторождение Придорожное Южное																			
-	Mz-Kz	20-29.02.1975г	-	-	0,02	-	0,016	-	-	-	-	0,25	-	0,007	-	-	-	-	
17	D ₃ fm	15.08.1975 г.	74,5	12,5	-	100	-	-	-	-	1,2	-	2570	-	-	20	1500	3,0	
1017	C ₁ v ₁	01.02.2017 г.	-	-	-	8549,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	519	-	
1017	C ₁ v ₁	01.02.2017 г.	-	-	-	1820,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	540	-	
Месторождение Орталык																			
1-Г	Pz	-	30			3						0,9	220	0,8		7		0,1	250
2-Г	Mz-Kz	-		0,02	0,03	7	0,08		0,005	0,005		0,6				0,05			
4-Г	Mz-Kz	-	0,16		0,015		0,4					1,0	4					0,012	

Минерализация вод в среднем составляет 213 г/л. Тип вод по Сулину хлоркальциевый. Воды отличаются высокой метаморфизованностью и высоким содержанием ионов кальция, при этом коэффициент $r_{Na/gCl}$ немного выше (0,46), чем по верхнему девону, а содержание кальция немного ниже (38276 мг/л). (таблица 4.4.1)

Воды *серпуховского яруса* изучены в скважине Тамгалытар 5Г по пробам, отобраным в 2010 году и исследованным в лаборатории НИПИнефтегаз. Как видно, концентрация ионов калия в пластовой воде на высокая – от 2880 мг/л до 19000 мг/л. Также были определены содержания микрокомпонентов: бария (4,32-88,34 мг/л), стронция (32,23-126,07 мг/л), железа (общее железо – 23,3-256,25 мг/л), кремния (35,5-100,0 мг/л) и фосфат-ионов (от отсутствия до 4,93 мг/л).

Воды *визейского яруса* изучены на месторождениях Придорожное Южное и Орталык.

На месторождении Орталык притоки воды были получены при исследовании визейской газовой залежи C_1v_1 в скважине ПДРС-1 при испытании в колонне интервала 2575-2600 м. Пластовое давление не замерено из-за медленного восстановления статического уровня, обусловленного плохими коллекторскими свойствами. По этой же причине не удалось взять пробу чистой пластовой воды, в отобранной пробе присутствовал фильтрат бурового раствора, что видно по присутствию иона сульфата. Вода по составу хлоркальциевого типа, минерализация ее составляет 184,3 г/л, рН больше 7.

На месторождении Придорожное Южное при испытании интервала 1515-1580 м в скважине 1017 из *нижневизейских отложений* C_1v_1 получено более 15 м³ пластовой воды. Воды характеризуются минерализацией 232-242 г/л, плотностью 1,191-1,188 г/см³, по значению водородосодержания - щелочные. Тип воды по В.Сулину - хлоркальциевый.

Пластовые воды *мел-палеогеновых отложений* приурочены к пескам и песчаникам. На месторождении Орталык вскрытые водоносные горизонты в интервале глубин 160-200 м обеспечивали дебиты 5-8 л/сек. Вода сульфатно-натриевого (скважины 2-Г, 4-Г) и хлоркальциевого (скважина ПДРС-1) типа, рН больше 7, минерализация 1,1-5,2 г/л.

5. МЕТОДИКА И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи поисковых работ

Наличие месторождений, открытых в отложениях палеозоя в пределах контрактной территории и на смежных площадях; структурные условия, осложненные глубинными разломами различной ориентации и протяженности, по которым могли мигрировать углеводороды, доступные для бурения глубины являются основными обоснованиями необходимости проведения поисково-разведочных исследований в пределах контрактной территории.

По результатам проведенных геолого-геофизических исследований сделаны выводы о развитии в пределах контрактной территории двух комплексов нефтематеринских пород - комплекса карбонатных и терригенно-карбонатных пород нижнего карбона и комплекса обломочных пород верхнего девона.

Материнские породы нижнего карбона развиты в визейском и серпуховском ярусах.

Степень однородности коллекторов низкая и, зачастую изменчива в пределах одного месторождения. Коллекторы визейского яруса нижнего карбона и серпуховского яруса - пористые и трещиноватые. Трещиноватые коллекторы, в основном, распределены в надвиговой структурной зоне на востоке района работ. Их образование тесно связано с тектоническими движениями.

При проведении переинтерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 2/3D по всей контрактной территории большое внимание уделялось поискам неантиклинальных ловушек рифового типа. В результате этих работ в отложениях нижнего карбона были выявлены и закартированы аномалии сейсмической записи, отождествленные с рифовыми постройками.

Среди слоистого разреза встречены участки с искривлением осей синфазности, выклиниванием отдельных отражений, резким затуханием энергии записи и другими изменениями волнового поля. Над аномалиями наблюдается антиклинальное поднятие (структура уплотнения) амплитудой в 50-60 м.

Косвенным признаком наличия рифогенных объектов в разрезе могут служить большие величины дебитов пластовых флюидов на примере скважины SK-1001, где из серпуховских карбонатных отложений получен приток газа дебитом 163,4 тыс.м³/сут.

В целом, в северной и центральной частях контрактной территории и, в частности в пределах участков Тамгалытар, Аса, Кендирлик, в отложениях нижнего карбона были выделены одиночные и линейные зоны развития рифовых тел (рис.5.1.1).



Рис.5.1.1. Схема расположения перспективных рифогенных объектов, выделенных в отложениях нижнего карбона

Настоящим проектным документом с целью поисков залежей углеводородов в отложениях нижнего карбона и уточнения геологического строения предусматривается бурение 7 разведочных скважин на площадях Тамгалытар, Аса и Кендерлик (3 скважины независимые и 4 скважины, зависящие от результатов бурения независимых скважин и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3D) проектными глубинами от 1900 м до 2900 м; проведение сейсморазведочных работ МОГТ 3D в объеме 200 кв.км.

Перед разведочным бурением ставятся следующие задачи: поиски промышленных залежей углеводородов в отложениях палеозоя; изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей; изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов; получение исходных данных для оценки запасов углеводородов; подсчет запасов углеводородов.

5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ

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

В период 2008-2023 г.г. в пределах участка Созак были выполнены 2Д сейсмические работы в объеме 5011 пог.км, 3D сейсмические работы – 1331 кв.км.

В результате интерпретации сейсмических материалов уточнено геологическое строение и построены структурные карты в масштабе 1:50 000 по 3 отражающим горизонтам: C_1sg (кровля серпуховского яруса); C_1v_3 (кровля верхневизейского яруса); D_3fm_1 (кровля нижнефаменского яруса), изучено геологическое строение палеозойских отложений и даны рекомендации на бурение поисково-разведочных скважин.

На контрактной территории в пределах участка Тамгалытар в период 2026-2027 годов планируется проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D в объеме 200 кв.км (рис.5.2.1).

Целевым назначением полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D является уточнение геологического строения участка и выявления перспективных ловушек. Выполнение комплекса сейсморазведочных исследований способствует повышению точности прогноза и оптимизации дальнейших действий по разведке на участке Тамгалытар.

В таблице 5.2.1 приведены координаты угловых точек проектной площади МОГТ 3D, в таблице 5.2.1 - рекомендуемые параметры полевых наблюдений по методу МОГТ 3D, которые будут уточняться в техническом проекте сейсморазведочных работ.

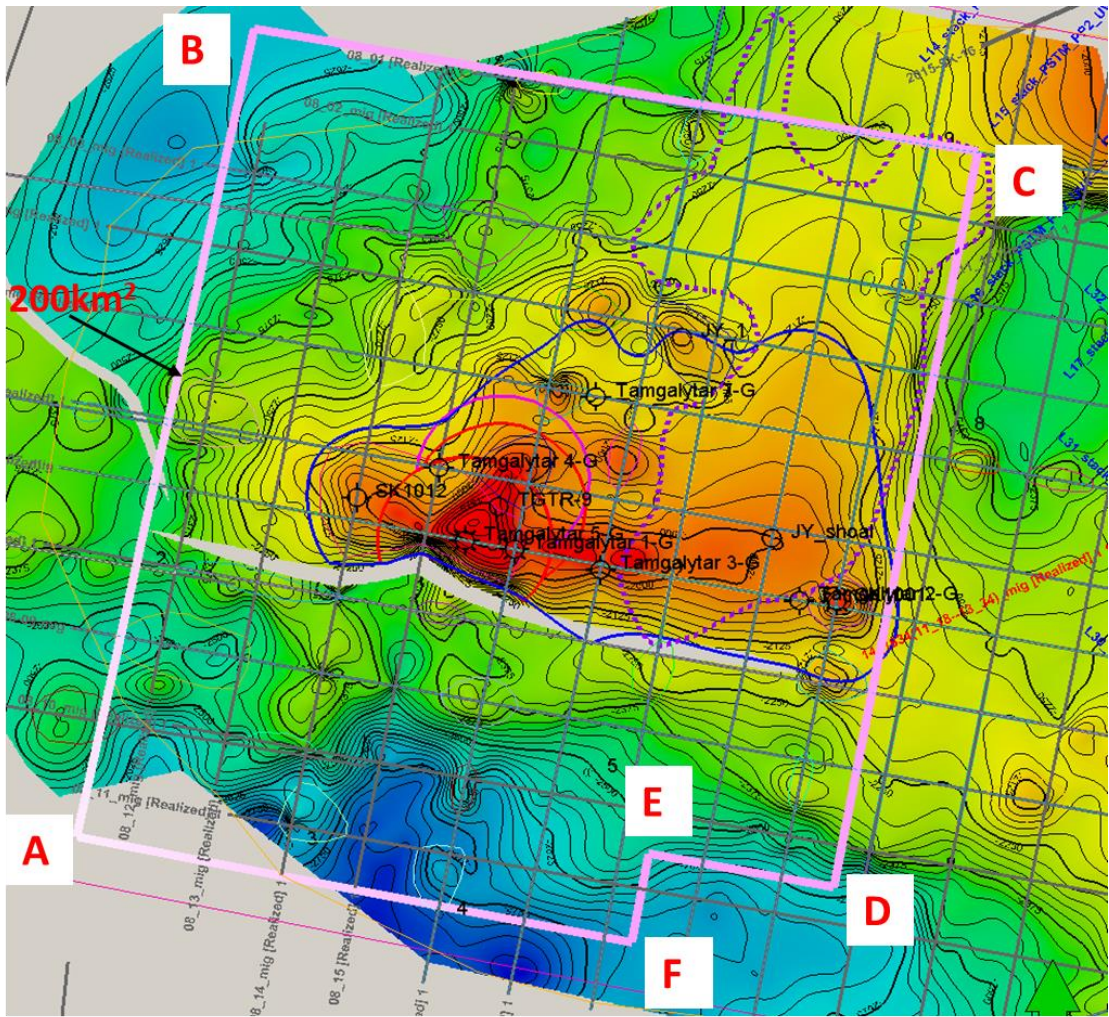


Рис.5.2.1. Тамгалытар. Схема проектной площади МОГТ 3D

Таблица 5.2.1 – Тамгалытар. Координаты угловых точек контура сейсмической съёмки МОГТ-3D. Система координат WGS-84, зона UTM 40N.

№тчк	Северная широта	Восточная долгота
A	45°42'52.0"	67°32'20.8"
B	45°51'18.1"	67°34'38.3"
C	45°50'8.7"	67°44'54.1"
D	45°42'28.1"	67°43'2.4"
E	45°42'47.2"	67°40'25.4"
F	45°41'51.7"	67°40'12.2"

Таблица 5.2.2 - Предлагаемые параметры системы наблюдений и возбуждения сейсморазведки МОГТ 3D

Наименование параметров	Значение
Номинальная кратность	210
Размер бина	50 м × 50 м
Параметры геометрии 3D системы наблюдений (шаблона)	
Количество линий приёма (ЛП)	20 ЛП
Интервал между ЛП	200 м
Количество пунктов приёма (ПП) на ЛП	176 ПП
Интервал между линиями возбуждения ЛВ	300 м
Количество пунктов возбуждения (ПВ) на ЛВ	6 ПВ
Количество активных каналов	3520 каналов
Характер расположения линий взрыва	Крестовая
Тип системы наблюдений в направлении ЛП	Симметричная
Параметры вибросейсмического источника	
Способ возбуждения сигналов	вибросейс
Тип Вибраторов	АНV-IV
Количество вибраторов в группе	4 в работе + 1 запасной
Контрольная электроника вибраторов	Sercel VE-464
Электроника вибраторов	VE 464
Система GPS вибраторов	TDMA
Полярность	SEG стандарт
ФНЧ	Отключен
Анти-алиасинговый ФВЧ	0,8 Найквиста, линейно-фазовый
Диапазон рабочих частот	5-110 Гц
Длительность свип-сигнала	12 сек
Тип огибающей	Кривая Блэкмана
Тип свипа	Линейный
Конусность свипа (начало-конец)	500 мсек / 500 мсек
Количество свипов на ПВ	8
Количество накоплений	2
Геометрия расстановки вибраторов	Бокс: 12 м × 4 м
Расстояние между центрами плит вибраторов	12 м вдоль линии ПВ, 4 м перпендикулярно линии ПВ
Рабочая нагрузка на грунт	70 % от максимальной, 60% при

	увеличении нелинейных искажений
Корреляция	С опорным свипом до суммирования
Суммирование	Перед записью на ленту
Данные вибратора на ленте	После суммирования и корреляции
Время отметки момента	Запись на вспомогательный канал
Пилотный свип-сигнал (по кабелю)	Запись на вспомогательный канал
Автокорреляция пилотного сигнала	Запись на вспомогательный канал
Параметры регистрации	
Тип сейсмостанции	SN 428 XL
Длина записи	6сек
Шаг дискретизации	2мсек
Фильтр низких частот	выкл.
Фильтр высоких частот	0.8 Найквиста
Формат записи	SEGD/8058

5.3. Система расположения проектных скважин

Настоящим проектом предусматривается бурение 7 разведочных скважин на площадях Тамгалытар, Аса и Киндерлик. Проектные глубины скважин варьируют от 1900 м до 2700 м. Целью бурения скважин является уточнение геологического строения и поиски залежей углеводородов в отложениях нижнего карбона, где предполагается встретить рифовые зоны.

Разведочная независимая скважина TGTR-10 закладывается на структуре Тамгалытар с проектной глубиной 2600 м на пересечении сейсмических профилей 2008-М-04 и 2008-М-18, проектный горизонт – отложения визе (рис.5.3.1). Целью бурения является прослеживание и оконтуривание залежей углеводородов в серпуховских отложениях, где по данным сейсморазведки и результатам бурения скважины SK-1001 выделены рифовые тела, представленные толщей мелководных оолитовых известняков. Местоположение скважины TGTR-10 - 45°48'09,9" СШ, 67°40'45,82" ВД.

Проектный стратиграфический разрез скважины TGTR-10 с проектной глубиной 2600 м

Проектный стратиграфический разрез	Интервал, м
Кайнозойская и мезозойская эратемы, CZ-MZ	0-400
Пермская система, верхний отдел P ₂	400-950
Пермская система, нижний отдел, соленосная толща, P ₁	950-1150
Пермская система, подсоленосная толща, P ₁	1150-2400
Каменноугольная система, верхний-средний отделы, C ₂₊₃	
Серпуховский ярус нижнего карбона, C1sr	2400-2520
Визейский ярус нижнего карбона, C _{1v2+3}	2520-2600

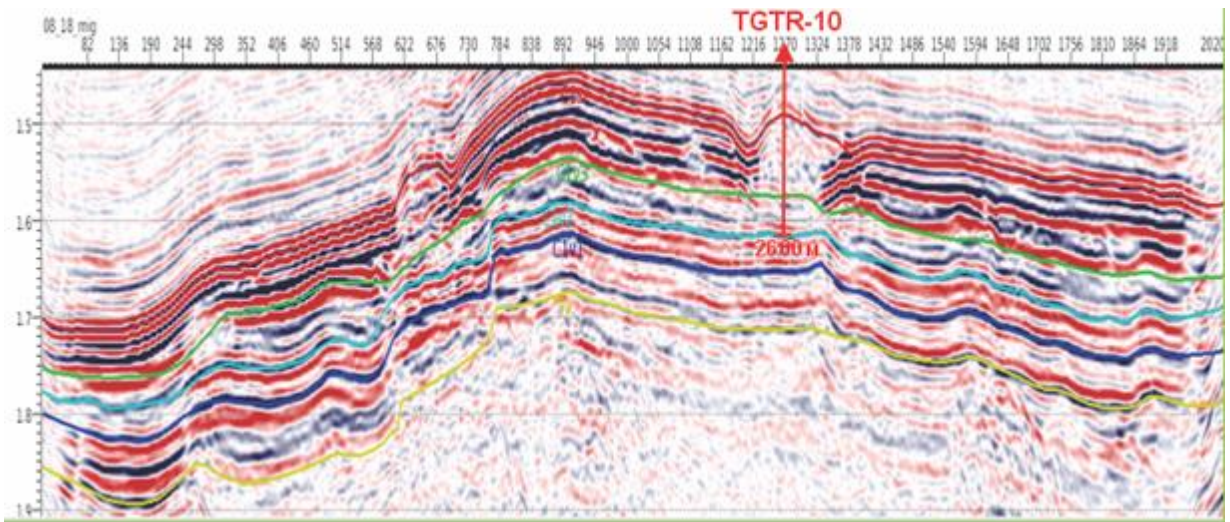


Рис.5.3.1. Фрагмент временного сейсмического разреза 2008-М-18 через скважину TGTR-10

Разведочная независимая скважина TGTR-11 закладывается на структуре Тамгалытар с проектной глубиной 2700 м на пересечении сейсмических профилей 2008-М-20 и 2008-М-08, проектный горизонт – отложения визе (рис.5.3.2). Целью бурения является прослеживание и оконтуривание залежей углеводородов в серпуховских отложениях, где по данным сейсморазведки и результатам бурения скважины SK-1001 выделены рифовые тела, представленные толщей мелководных оолитовых известняков. Местоположение скважины TGTR-11 - 45°44'44,12" СШ, 67°42'51,47" ВД.

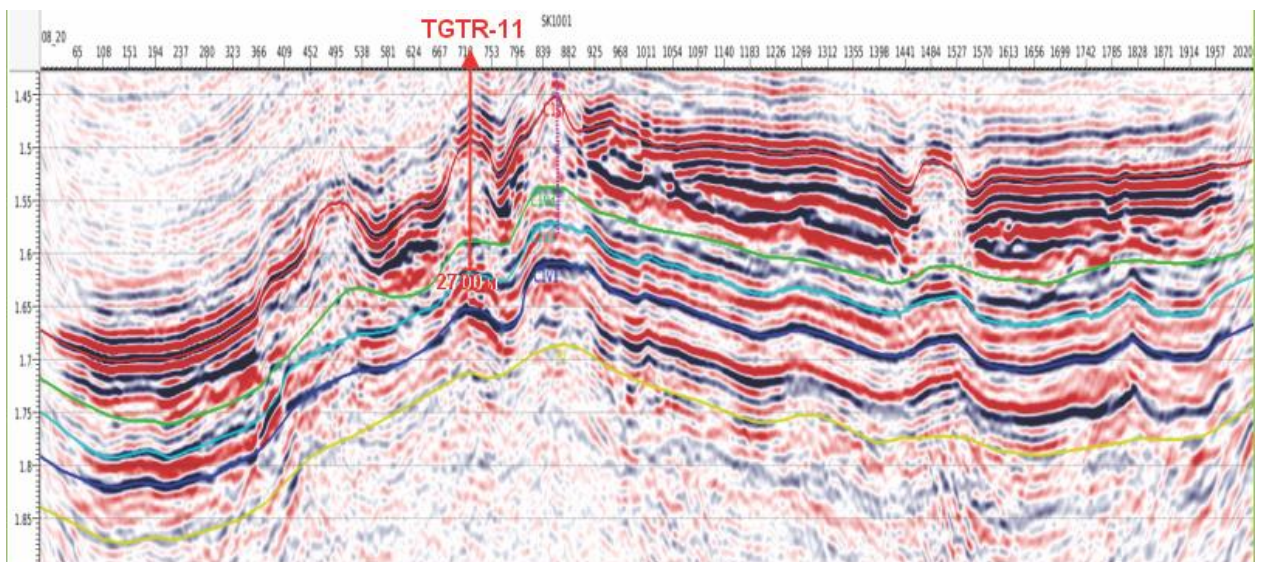


Рис.5.3.2. Фрагмент временного сейсмического разреза 2008-М-20 через скважину TGTR-11

Проектный стратиграфический разрез скважины TGTR-11 с проектной глубиной 2700 м

Проектный стратиграфический разрез	Интервал, м
Кайнозойская и мезозойская эратемы, CZ-MZ	0-400

Пермская система, верхний отдел P ₂	400-960
Пермская система, нижний отдел, соленосная толща, P ₁	960-1160
Пермская система, подсоленосная толща, P ₁	1160-2430
Каменноугольная система, верхний-средний отделы, C ₂₊₃	
Серпуховский ярус нижнего карбона, C _{1sr}	2430-2650
Визейский ярус нижнего карбона, C _{1v2+3}	2650-2700

Разведочная скважина TGTR-12, зависящая от результатов бурения скважин TGTR-10 и TGTR-11, закладывается на структуре Тамгалытар с проектной глубиной 2900 м на пересечении сейсмических профилей 2008-М-12 и 2008-М-06, проектный горизонт – отложения визе (рис.5.3.3). Целью бурения является прослеживание и оконтуривание залежей углеводородов в серпуховских отложениях, где по данным сейсморазведки и результатам бурения скважины SK-1001 выделены рифовые тела, представленные толщей мелководных оолитовых известняков. Местоположение скважины TGTR-12 - 45°47'11,14" СШ, 67°34'03,72" ВД.

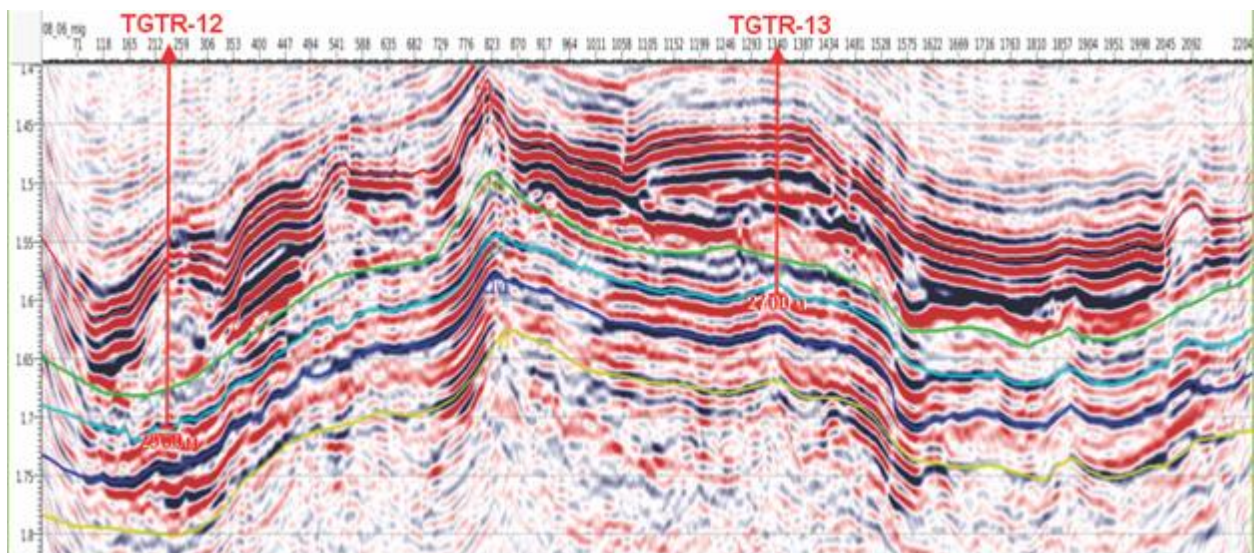


Рис.5.3.3. Фрагмент временного сейсмического разреза 2008-М-06 через скважины TGTR-12 и TGTR-13

Разведочная скважина TGTR-13, зависящая от результатов бурения скважин TGTR-10 и TGTR-11, закладывается на структуре Тамгалытар с проектной глубиной 2700 м на пересечении сейсмических профилей 2008-М-19 и 2008-М-06, проектный горизонт – отложения визе (рис.5.3.3). Целью бурения является прослеживание и оконтуривание залежей углеводородов в серпуховских отложениях, где по данным сейсморазведки и результатам бурения скважины SK-1001 выделены рифовые тела, представленные толщей мелководных оолитовых известняков. Местоположение скважины TGTR-13 - 45°46'11,92" СШ, 67°42'07,32" ВД.

Разведочная независимая скважина ASSA-4 закладывается на структуре Аса с проектной глубиной 2500 м на пересечении сейсмических профилей InLine3270 и CrLine20374, проектный горизонт – отложения визе (рис.5.3.4). Целью бурения является прослеживание и оконтуривание залежей углеводородов в серпуховских отложениях, где по данным сейсморазведки и результатам бурения скважины TGTR-1001, пробуренной на площади Тамгалытар, выделены рифовые тела, представленные толщей мелководных оолитовых известняков. Местоположение скважины ASSA-4 - 45°43'18,9" СШ, 68°02'46,83" ВД.

**Проектный стратиграфический разрез скважины ASSA-4
с проектной глубиной 2500 м**

Проектный стратиграфический разрез	Интервал, м
Кайнозойская и мезозойская эратемы, CZ-MZ	0-390
Пермская система, P	390-1260
Каменноугольная система, верхний-средний отделы, C ₂₊₃	1260-2220
Серпуховский ярус нижнего карбона, C _{1sr}	2220-2320
Визейский ярус нижнего карбона, C _{1v3}	2320-2500

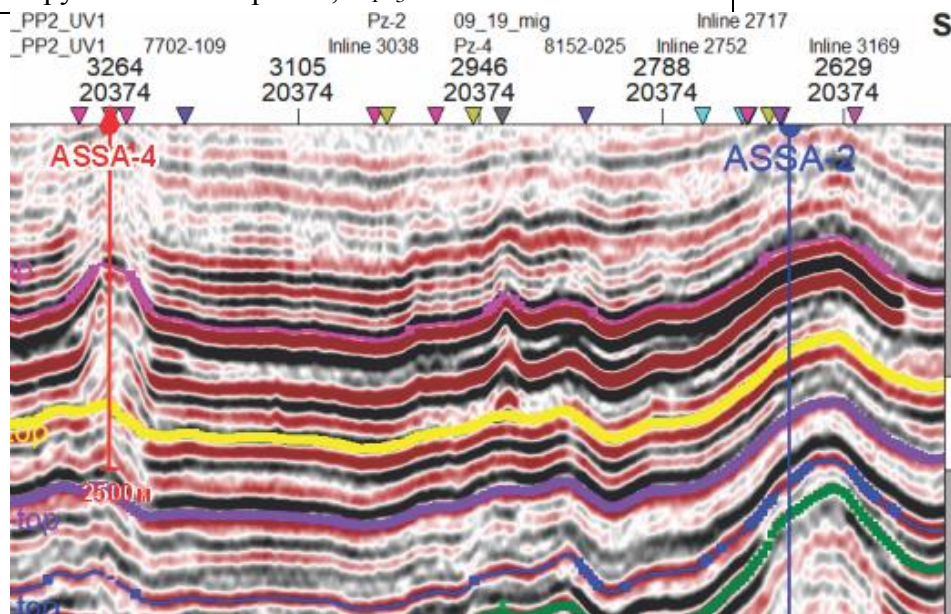


Рис.5.3.4. Фрагмент временного сейсмического разреза CrLine20374 через скважину ASSA-4

Разведочная скважина ASSA-5, зависимая от результатов бурения скважины **ASSA-4**, закладывается на структуре Аса с проектной глубиной 2500 м на пересечении сейсмических профилей InLine3038 и CrLine20231, проектный горизонт – отложения визе (рис.5.3.5). Целью бурения является прослеживание и оконтуривание залежей углеводородов в серпуховских отложениях, где по данным сейсморазведки и результатам бурения скважины TGTR-1001, пробуренной на площади Тамгалытар, выделены рифовые

тела, представленные толщей мелководных оолитовых известняков. Местоположение скважины ASSA-5 - 45°41'24,41" СШ, 68°00'29,51" ВД.

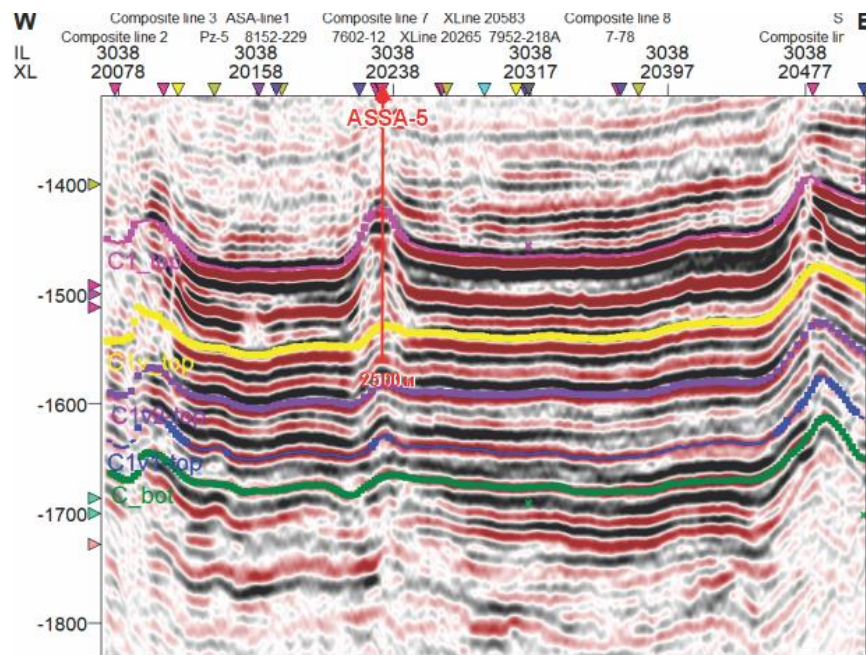


Рис.5.3.5. Фрагмент временного сейсмического разреза InLine3038 через скважину ASSA-5

Разведочная скважина KNDK-10, зависящая от результатов разведочного бурения на площадях Тамгалытар и Аса, закладывается на структуре Киндерлик с проектной глубиной 1900 м на пересечении сейсмических профилей 2023-L13 и 2023-L03, проектный горизонт – отложения нижнего палеозоя (рис.5.3.6). Целью бурения является прослеживание и оконтуривание залежей углеводородов в отложениях палеозоя и, в частности, в серпуховских отложениях, где по данным сейсморазведки и результатам бурения скважины TGTR-1001, пробуренной на соседней площади Тамгалытар, выделены рифовые тела, представленные толщей мелководных оолитовых известняков. Местоположение скважины KNDK-10 - 45°53'35,28" СШ, 68°21'25,42" ВД.

**Проектный стратиграфический разрез скважины KNDK-10
с проектной глубиной 1900 м**

Проектный стратиграфический разрез	Интервал, м
Кайнозойская и мезозойская эратемы, CZ-MZ	0-100
Пермская система, нижний отдел P ₁	100-300
Каменноугольная система, верхний-средний отделы, C ₂₊₃	300-1500
Серпуховский ярус нижнего карбона, C _{1sr}	1500-1800
Визейский ярус нижнего карбона, C _{1v3}	1800-1900

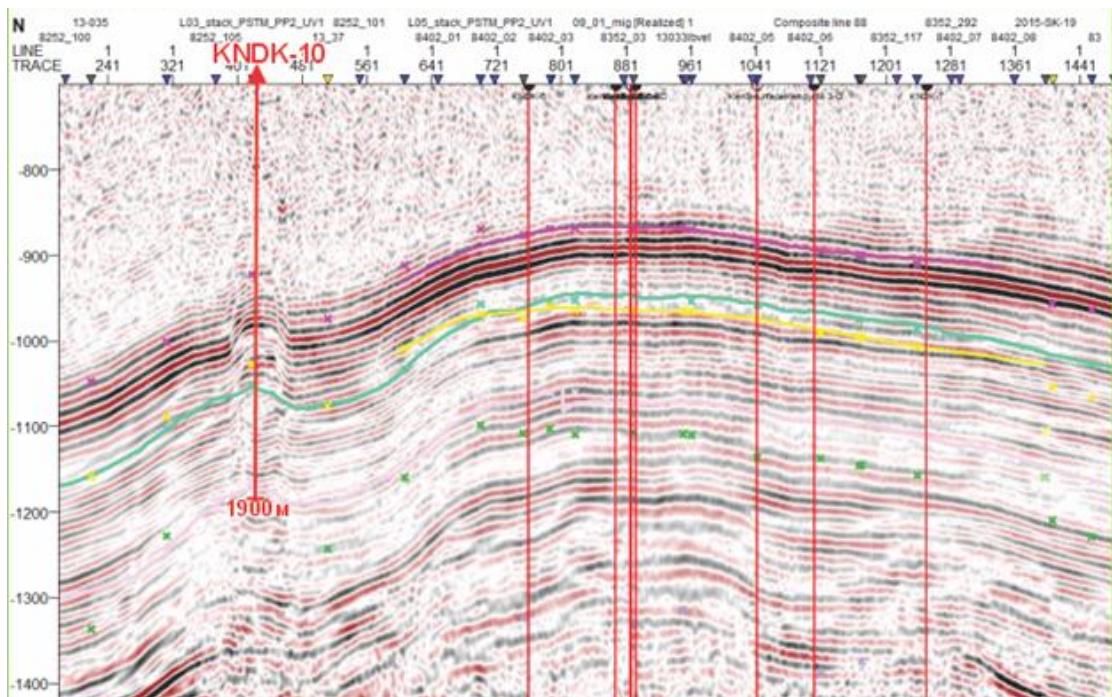


Рис.5.3.6. Фрагмент временного сейсмического разреза 2023-L13 через скважину KNDK-10

5.4. Геологические условия проводки скважин

Во время бурения скважин в пределах на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» посредством испытания пласта и геофизическими методами были получены данные по пластовым давлениям. Мезокайнозойские и палеозойской отложения характеризуются нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до $0,114 \text{ кгс/см}^2$, а также которые необходимо учитывать при строительстве проектных скважин.

В проектных скважинах можно ожидать следующие градиенты давления:

- $1,00 \text{ г/см}^3$ на 10 м у направляющей обсадной колонны;
- $1,00 \text{ г/см}^3$ на 10 м у башмака кондуктора;
- $1,03 \text{ г/см}^3$ на 10 м у башмака технической колонны;
- $1,14 \text{ г/см}^3$ на 10 м у башмака эксплуатационной колонны.

Проводка скважин на площадях Тамгалытар, Аса и Киндерлик предусматривается, исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения с применением современной технологии и техники бурения скважин.

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

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

Таблица 5.4.1 - Интервалы фактических и возможных осложнений

Инт-лы глубин, м	Породы, слагающие интервал	Возможные осложнения
CZ-MZ	Суглинки, супеси, глины, алевролиты, отмечаются прослойки галечников.	Поглощение бурового раствора
P ₂	Сероцветные, пестроцветные песчаники на карбонатно-глинистом цементе, алевролиты, аргиллиты, мергели и известняки.	Прихват из-за обвала стенок скважины, осыпи, увеличенный вынос шлама.
P ₁	Каменная соль прозрачно-белая, розовая и серая с различными оттенками, с красноцветными известковистыми алевролитами, аргиллитами и песчаниками, содержащими включения и прослойки гипса, ангидрита и глауберита.	Сальникообразование, заклинки.
P ₁ , C ₂₊₃	Аргиллиты коричневые, красно-коричневые, мягкие. Алевролиты коричневые с прослойками известняков и ангидритов.	Набухание глинистых частиц под воздействием фильтрата бур. раствора или образование толстых глинистых корок за счет размыва забоя.
C1sr	Ангидриты белые, серые, с прослойками аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, черные, плотные, оскольчатые. Известняки серые, темно-серые, почти черные, крепкие, плотные.	Возможны нефтегазоводопроявления, разгазирование бурового раствора, падение, плотности промывочной жидкости, дегазация, выход нефти в промывочной жидкости.
C _{1V2+3}	Крепкие известняки от темно-серого до черного цветов, местами трещиноватые, трещины заполнены ангидритами или аргиллитами. Прослойки аргиллитов темно-серые, зеленоватые, иногда углистые и повсеместно ангидритизированные.	Падение, плотности промывочной жидкости, дегазация, выход нефти в промывочной жидкости.

Проектируемыми скважинами будут вскрыты отложения от кайнозойского возраста до нижнепалеозойских отложений включительно.

В таблице 5.4.2 приводится проектный стратиграфический разрез проектных скважин.

Таблица 5.4.2 - Проектный стратиграфический разрез скважин, закладываемых на площадях Тамгалытар, Аса и Киндерлик

№ п/ п	Возраст	Интервалы залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направл ения падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давления, атм	темпер атура, °С
1	2	3	4	5	6	7
Тамгалытар						
1	CZ-MZ	0-400	Суглинки, супеси, глины, алевролиты, отмечаются прослой галечников.	до 1	40,0	33
2	P ₂	400-950	Сероцветные, пестроцветные песчаники на карбонатно-глинистом цементе, алевролиты, аргиллиты, мергели и известняки.	До 3	97,8	48
3	P ₁	950-1150	Каменная соль прозрачно-белая, розовая и серая с различными оттенками, с красноцветными известковистыми алевролитами, аргиллитами и песчаниками, содержащими включения и прослойки гипса, ангидрита и глауберита.	До 3	118,4	50
4	P ₁ , C ₂₊₃	1150-2400	Аргиллиты коричневые, красно-коричневые, мягкие. Алевролиты коричневые с прослоями известняков и ангидритов.	до 5	266,4	85
5	C1sr	2400-2520	Ангидриты белые, серые, с прослойками аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, черные, плотные, оскольчатые. Известняки серые, темно-серые, почти черные, крепкие, плотные.	до 5	287,2	86
6	C _{1V2+3}	2520-2600 (2700, 2900)	Крепкие известняки от темно-серого до черного цветов, местами трещиноватые, трещины заполнены ангидритами или аргиллитами. Прослой аргиллитов темно-серые, зеленоватые, иногда углистые и повсеместно ангидритизированные.	до 5	330,6	90
АСА						
1	CZ-MZ	0-390	Суглинки, супеси, глины, алевролиты, отмечаются прослой галечников.	до 1	39,0	33
2	P	390-1260	Сероцветные, пестроцветные песчаники на карбонатно-глинистом цементе, алевролиты, аргиллиты, мергели и известняки.	До 3	129,7	52
3	C ₂₊₃	1260-2220	Аргиллиты коричневые, красно-коричневые, мягкие. Алевролиты	до 5	237,5	83

			коричневые с прослоями известняков и ангидритов.			
4	C1sr	2220-2320	Ангидриты белые, серые, с прослойками аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, черные, плотные, оскольчатые. Известняки серые, темно-серые, почти черные, крепкие, плотные.	до 5	264,4	84
5	C1v3	2320-2500	Крепкие известняки от темно-серого до черного цветов, местами трещиноватые, трещины заполнены ангидритами или аргиллитами. Прослойки аргиллитов темно-серые, зеленоватые, иногда углистые и повсеместно ангидритизированные.	до 5	285,0	85
Киндерлик						
1	CZ-MZ	0-100	Суглинки, супеси, глины, алевролиты, отмечаются прослойки галечников.	до 1	10,0	24
2	P1	100-300	Каменная соль прозрачно-белая, розовая и серая с различными оттенками, с красноцветными известковистыми алевролитами, аргиллитами и песчаниками, содержащими включения и прослойки гипса, ангидрита и глауберита.	До 3	30,9	30
3	C2+3	300-1500	Аргиллиты коричневые, красно-коричневые, мягкие. Алевролиты коричневые с прослоями известняков и ангидритов.	до 5	160,5	56
4	C1sr	1500-1800	Ангидриты белые, серые, с прослойками аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, черные, плотные, оскольчатые. Известняки серые, темно-серые, почти черные, крепкие, плотные.	до 5	199,8	78
5	C1v3	1800-1900	Крепкие известняки от темно-серого до черного цветов, местами трещиноватые, трещины заполнены ангидритами или аргиллитами. Прослойки аргиллитов темно-серые, зеленоватые, иногда углистые и повсеместно ангидритизированные.	до 5	210,9	79

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. При

разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, все проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважин:

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

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

При использовании не ингибированных промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

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

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

За 50–100 м до вскрытия продуктивного пласта начать ввод поглотителей или нейтрализаторов CO₂ и вводить их регулярно в процессе бурения.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально

приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5-6 м³ и более, при необходимости повторять прокачивать ее до полной очистки ствола скважины.

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

Для проводки проектируемой скважины предлагается следующий тип промывочной жидкости:

1. При бурении под кондуктором - полимеркалиевый раствор с параметрами: плотность 1120-1150 кг/м³, условная вязкость 45-50 сек., фильтрация 6-8 см³ за 30 мин.

2. При бурении под промежуточную колонну - полимеркалиевый раствор с параметрами: плотность 1150-1180 кг/м³, условная вязкость 40-45 сек., фильтрация 5-6 см³ за 30 мин.

3. При бурении под эксплуатационную колонну - полимеркалиевый раствор с параметрами: плотность 1180-1220 кг/м³, условная вязкость 35-40 сек., фильтрация 4-5 см³ за 30 мин. (таблица 5.5.1).

Таблица 5.5.1 - Характеристика промывочной жидкости проектных скважин

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Плотность г/см ³	Вязкость, сек.	Водоотдача см ³ за 30 мин.	Наименование химических реагентов
TGTR-10, TGTR-11, TGTR-12, TGTR-13, ASSA-4, ASSA-5					
10-300 10-400	Полимеркалиевый раствор	1,12-1,15	45-50	6-8	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Биокарбанат, Лимонная кислота, Техническая вода
300-1350 400-1300	Полимеркалиевый раствор	1,15-1,18	40-45	5-6	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, CaCO ₃ , Лимонная кислота, Техническая вода
1350-2900 1300-2500	Полимеркалиевый раствор	1,18-1,22	35-40	4-5	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, CaCO ₃ , Лимонная кислота, Техническая вода
KNDK-10					

10-600	Полимеркалиевый раствор	1,15-1,18	40-45	5-6	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, CaCO ₃ , Лимонная кислота, Техническая вода
600-1900	Полимеркалиевый раствор	1,18-1,22	35-40	4-5	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, CaCO ₃ , Лимонная кислота, Техническая вода

5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

Согласно настоящему проектному документу планируется бурение разведочных скважин TGTR-10, TGTR-11, TGTR-12, TGTR-13 проектными глубинами от 2600 м до 2900 м, KNDK-10 с проектной глубиной 1900 м и ASSA-4, ASSA-5 с проектной глубиной 2500 м.

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

Для скважин TGTR-10, TGTR-11, TGTR-12, TGTR-13 предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø508,0 мм x 10 м. Устанавливается и цементируется с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор** Ø339,7 мм x 300 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Промежуточная колонна** Ø244,5 мм x 1350 м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых соленосная толща, нижней перми и газоводопроявлений при бурении данного интервала. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** Ø177,8 мм x 2600 м (2700 м, 2900 м). Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Для скважин ASSA-4, ASSA-5 предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø508,0 мм x 10 м. Устанавливается и цементируется с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

- **Кондуктор** Ø339,7 мм x 400 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- **Промежуточная колонна** Ø244,5 мм x 1300м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых соленосная толща, нижней перми и газоводопроявлений при бурении данного интервала. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- **Эксплуатационная колонна** Ø177,8 мм x 2500м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Для скважины **KNDK-10** предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø339,7 мм x 10 м. Устанавливается и цементируется с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

- **Кондуктор** Ø244,5 мм x 600 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- **Эксплуатационная колонна** Ø177,8 мм x 1900 м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Группа прочности стали	ВПЦ за колонной, м
TGTR-10, TGTR-11, TGTR-12, TGTR-13					
Направление	609,6	508,0	10	J-55	устье
Кондуктор	444,5	339,7	300	K-55	устье
Промежуточная колонна	311,1	244,5	1350	J-55	устье
Эксплуатационная	215,9	177,8	2600 (2700, 2900)	L-80	устье
ASSA-4, ASSA-5					
Направление	609,6	508,0	10	J-55	устье
Кондуктор	444,5	339,7	400	K-55	устье
Промежуточная колонна	311,1	244,5	1300	J-55	устье
Эксплуатационная	215,9	177,8	2500	L-80	устье
KNDK-10					
Направление	444,5	339,7	10	K-55	устье
Кондуктор	311,1	244,5	600	J-55	устье
Эксплуатационная	215,9	177,8	1900	L-80	устье
Примечание:* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.					

5.7. Оборудование устья скважин

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска обсадных колонн Ø339,7 мм и Ø244,5 мм на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление. Характеристика ПВО приведена в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1 – Характеристика ПВО для скважин

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается превентор, мм
TGTR-10, TGTR-11, TGTR-12, TGTR-13, ASSA-4, ASSA-5				
1	2	3	4	5
ОП43-350/80x35	35	8,4	2	339,7
ОП43-230/80x35	35	11,4	2	244,5
ОКК2-35-178x245x340	35	20,4	1	177,8x244,5x339,7
АФК1 65/65-35	35	20,4	1	177,8
KNDK-10				
ОП43-230/80x35	35	9,6	2	244,5
ОКК1-35-178x245	35	19,8	1	177,8x244,5
АФК1 65/65-35	35	19,8	1	177,8

5.8. Исследовательские работы

В процессе разведочного бурения будет производиться рациональный комплекс геологических, геофизических, гидрогеологических, геохимических исследований для решения следующих основных задач:

- определение возраста и литологического состава пород, слагающих вскрываемый разрез, а также его расчленение и корреляция его по площади;
- определение фациальной принадлежности пород-коллекторов продуктивных горизонтов, направленности фациальных изменений;
- изучение физических свойств литологических разностей и всего разреза;
- определение условий залегания пород;
- определение гидрогеологической характеристики разреза;
- установление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности;
- определение исходных параметров для подсчета запасов углеводородов;
- определение характера насыщения и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, представляющих интерес для опробования в процессе бурения, а также литологических особенностей покрышек.

5.8.1. Отбор керна и шлама

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

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

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

Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим документом, характеризующим разрез скважины. Временное хранение, укладка керна в ящики, литологическое описание керна и другие мероприятия по работе с каменным материалом должны осуществляться в соответствии с «Едиными правилами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ». Интервалы отбора керна определены, исходя из мощности и глубин залегания перспективных горизонтов.

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

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

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

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

В таблице 5.8.1.1 приведены проектные интервалы отбора керна по 7 проектным скважинам, которые будут уточняться геологической службой АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» по данным газокаротажных исследований и по шламовым материалам.

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

Таблица 5.8.1.1 - Сведения по проектному отбору керна

№№скв	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4	5
TGTR-10	2410-2430 2480-2510	20 30	C ₁ sr	I
TGTR-11	2430-2450 2500-2530	20 30	C ₁ sr	I
TGTR-12	2610-2630 2680-2710	20 30	C ₁ sr	I
TGTR-13	2320-2340 2380-2410	20 30	C ₁ sr	I
ASSA-4	2210-2230 2270-2300	20 30	C ₁ sr	I
ASSA-5	2210-2230 2270-2300	20 30	C ₁ sr	I
KNDK-10	1510-1520 1810-1850	10 40	C ₁ sr C ₁ v ₃	I

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования в скважинах

Геофизические и геохимические исследования, предусмотренные настоящим проектом, включают в себя постоянный контроль установкой станции геолого-технологического контроля (ГТИ) и выполнение обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований.

Комплекс ГИС включает электрометрические, акустические, радиометрические методы исследований, геохимические исследования и сейсмокаротаж (ВСП), отбор проб флюидов. Для проведения каротажа перед спуском кондуктора и технической колонны предлагается привлекать местные геофизические компании. Геофизические исследования продуктивной части разреза должны проводиться с применением западных технологий и геофизических приборов западного образца.

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

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

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

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

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

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

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

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

Таблица 5.8.2.1 - Проектный комплекс ГИС

Наименование работ	Интервал записи, м
1. Стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС), самопроизвольная поляризация (ПС), радиоактивный каротаж (ГК, НГК), АК, кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия	TGTR-10 – 0-2600 м TGTR-11 – 0-2700 м TGTR-12 – 0-2900 м TGTR-13 – 0-2700 м ASSA-4 – 0-2500 м ASSA-5 – 0-2500 м KNDK-10 – 0-1900 м
2. Привязка интервалов отбора керна по ГК, БК, КВ	TGTR-10 – 300-2600 м TGTR-11 – 300-2700 м TGTR-12 – 300-2900 м

	TGTR-13 – 300-2700 м ASSA-4 – 400-2500 м ASSA-5 – 400-2500 м KNDK-10 – 600-1900 м
3. КС (стандартный зонд), ИК, разноглубинный каротаж (ВИКИЗ), фокусированный боковой каротаж (МБК, БК), радиоактивный каротаж (ГК, НГК, ГГК-П), ПС, АК, кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия	TGTR-10 – 300-2600 м TGTR-11 – 300-2700 м TGTR-12 – 300-2900 м TGTR-13 – 300-2700 м ASSA-4 – 400-2500 м ASSA-5 – 400-2500 м KNDK-10 – 600-1900 м
4. Геолого-технические исследования, газовый каротаж	TGTR-10 – 10-2600 м TGTR-11 – 10-2700 м TGTR-12 – 10-2900 м TGTR-13 – 10-2700 м ASSA-4 – 10-2500 м ASSA-5 – 10-2500 м KNDK-10 – 10-1900 м
5. Акустический контроль цементаж (АКЦ), широкополосный акустический каротаж (АКШ), ОЦК	TGTR-10 – 10-2600 м TGTR-11 – 10-2700 м TGTR-12 – 10-2900 м TGTR-13 – 10-2700 м ASSA-4 – 10-2500 м ASSA-5 – 10-2500 м KNDK-10 – 10-1900 м

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

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

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

5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин

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

Испытание в эксплуатационной колонне проводится снизу-вверх. Перед перфорацией устье скважины оборудуется задвижкой высокого давления

(противовыбросовая задвижка), которая до установки на устье тщательно проверяется и опрессовывается на давление, равное пробному давлению. После установки на устье скважины задвижка вновь опрессовывается на давление, не превышающее допустимое для спущенной эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В процессе испытания будут получены следующие данные:

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

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

Во всех 7 проектных скважинах предусматривается опробование и испытание в открытом стволе 2 объектов, в эксплуатационной колонне - 2 объекта, всего 14 объектов в открытом стволе, в эксплуатационной колонне – 14 объектов.

Интервалы опробования и испытания, приведенные в таблицах 5.8.3.1 и 5.8.3.2, приуроченные к предполагаемым нефтегазоперспективным горизонтам, которые будут уточняться специалистами (отделы геологии и бурения) АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» после выдачи заключений по результатам промыслово-геофизических исследований и ГТИ.

Таблица 5.8.3.1 – Интервалы опробования пластов на кабеле в проектных скважинах

Номер объекта	Глубина скважины	Геологический возраст	Количество точек, кол-во спусков при ГДК	Количество определений ОПК
Скважина TGTR-10				
I	2430	C1sr	10-60	1
II	2510		10-60	1
Скважина TGTR-11				
I	2450	C1sr	10-60	1
II	2530		10-60	1
Скважина TGTR-12				
I	2630	C1sr	10-60	1
II	2710		10-60	1
Скважина TGTR-13				
I	2340	C1sr	10-60	1
II	2410		10-60	1
Скважина ASSA-4				
I	2230	C1sr	10-60	1
II	2300		10-60	1
Скважина ASSA-5				
I	2230	C1sr	10-60	1
II	2300		10-60	1
Скважина KNDK-10				
I	1520	C1sr	10-60	1
II	1850	C _{1v3}	10-60	1

Таблица 5.8.3.1 - Проектные интервалы опробования в эксплуатационной колонне

№№ скв	№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефратир.	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. М	Плотность промывочной 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	11
TGTR-10	I	2480-2510	C _{1sr}	Газ	фонтан	16	1,21-1,27	Раствор-вода-свабирование, 6 режимов (3-11 мм)	СКО	2450-2540
	II	2410-2430								2380-2460
TGTR-11	I	2500-2530	C _{1sr}	Газ	фонтан	16	1,21-1,27	Раствор-вода-свабирование, 6 режимов (3-11 мм)	СКО	2470-2560
	II	2430-2450								2400-2480
TGTR-12	I	2680-2710	C _{1sr}	Газ	фонтан	16	1,21-1,27	Раствор-вода-свабирование, 6 режимов (3-11 мм)	СКО	2650-2740
	II	2610-2630								2580-2660
TGTR-13	I	2380-2410	C _{1sr}	Газ	фонтан	16	1,21-1,27	Раствор-вода-свабирование, 6 режимов (3-11 мм)	СКО	2350-2440
	II	2320-2340								2290-2370
ASSA-4	I	2270-2300	C _{1sr}	Газ	фонтан	16	1,21-1,27	Раствор-вода-свабирование, 6 режимов (3-11 мм)	СКО	2240-2330
	II	2210-2230								2180-2260
ASSA-5	I	2270-2300	C _{1sr}	Газ	фонтан	16	1,21-1,27	Раствор-вода-свабирование, 6 режимов (3-11 мм)	СКО	2240-2330
	II	2210-2230								2180-2260
KNDK -10	I	1810-1850	C _{1v3}	Газ	фонтан	16	1,21-1,27	Раствор-вода-свабирование, 6 режимов (3-11 мм)	СКО	1780-1880
	II	1510-1520	C _{1sr}							1480-1550

5.8.4. Лабораторные исследования

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

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

Определение возраста пород будет определяться палинологическими исследованиями.

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

Виды анализов и их количество отражены в таблице 5.8.4.1.

Таблица 5.8.4.1 – Комплекс лабораторных исследований в расчете на 1 скважину

№№ п/п	Наименование вида исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов (проб)
Стандартные и специальные исследования керна			
1.	Палинологический анализ	образец	5
2.	Петрографический анализ		5
3.	Определение коллекторских свойств, гранулометрического состава, карбонатности, открытой пористости, плотности зерен и пород, газо/нефтепроницаемости, насыщенности нефтью/газом/водой		40
4.	Определение параметров пористости, насыщения, относительной проницаемости и коэффициента вытеснения		40
Анализ флюидов			
5.	Анализ проб газа	контейнер	5
7.	Анализ пластовой воды в поверхностных условиях	проба	5
8.	Определение товарных свойств углеводородов по ГОСТу	проба	5

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

Гамма-каротаж проводится в скважине до обсадки ее колоннами.

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

- гамма- каротаж (со 100% охватом запроектированного метража бурения) - 17800 м;
- контрольный (повторный) каротаж (с 10% охватом от общего метража бурения) - 1780 м;

- отбор проб воды для анализа урана и радия - 3 пробы.

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

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

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

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

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

Комплексная обработка поступающих с буровой материалов будет производиться в АО «Cozak Oil and Gas». По завершению производства работ на основе систематизации, анализа геолого-геофизической информации, интерпретации материалов ГИС, обобщения лабораторных исследований керна, пластовых флюидов, результатов промысловых исследований, технико-технологических условий проводки скважин будет произведена оценка запасов.

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

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

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

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

Финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

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

- п.7 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

В случае утверждения проекта разработки соответствующая дополнительная сумма должна быть внесена до начала проведения работ, предусмотренных таким проектным документом».

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

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

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

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

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

Технические решения по ликвидации скважины

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

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

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

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

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

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

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

Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, а также ликвидация по геологическим причинам, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

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

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

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

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

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

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

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

Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ.

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

Таблица 8.1 – Сроки проведения ликвидационных работ

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

Таблица 8.2 - Виды работ при ликвидации скважин

Код	Описание работы	время (час)
A001	Монтаж подъемной установки	24
A001	Установка превентора	6
A001	Спуск НКТ, установка верхнего цементного моста	4
A001	Промывка, подъем НКТ с выкидом на мостки	4
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста	2
A001	Спуск НКТ, установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	5
A001	Промывка, подъем с выкидом НКТ	3

A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течение 10 мин	2
A001	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	8
A001	Демонтаж станка КРС	24
A001	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	14
	итого	144

Таблица 8.3 - Виды работ по технической рекультивации земли

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

Таблица 8.4 - Виды работ по биологической рекультивации земли

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

Разработка плана изоляционных работ скважин

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

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

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- 1) перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;

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

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

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

Подготовка к работам по ликвидации скважины

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

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

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

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

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

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

Порядок оформления документов на ликвидации скважин

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

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

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

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

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

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

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

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

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации

Расчет рекультивации земли

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

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

Сводный сметный расчет стоимости рекультивацию нарушенных земель на месторождения приведена в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивации нарушенных земель

№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин	Всего, тыс. тенге
1	Рекультивации нарушенных земель	1507,2	2	10550,4
	Всего по сводному сметному расчету			10550,4

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

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

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

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

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

Общая стоимость ликвидации скважин

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

Таблица 8.6 - Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин

№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин	Всего, тыс.тенге
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	Ликвидация скважин	5812,7	7	40688,9
	Всего по сводному сметному расчету			40688,9

Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации недропользования при разведке углеводородов

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе, в результате

эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 40 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 74,3 тонн.

В таблице 8.7 представлена характеристика используемых насосно-компрессорных труб (НКТ).

Таблица 8.7 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Интервал установки		Характеристика трубы					Масса, т
секции, м		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	Теоретическая масса 1 п.м, кг/м	
от (верх)	до (низ)						
0	2457*	73,0	НКТ	Д	5,5	9,5	23,34

- -усреднённые данные.

Таблица 8.8 – Техническая характеристика АФК1-65/65х21

Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования ПВО	ГОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. и изготовление	ОСТ, МУ и на шт.	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
					единицы	суммарная
АФК1-65/65х35	ГОСТ 13846-2003		7	35,0	1,3	1,3

Таблица 8.9 - Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Количество, шт	Общий вес металлолома, тонна
НКТ	23,34	7	163,39
Фонтанная арматура	1,3	7	9,1
Всего			172,5

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

$$40000 \text{ тенге} * 172,5 \text{ тонны} = 6899620 \text{ тенге}$$

Расчет отчислений в ликвидационный фонд

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

Расчет отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тг.	40688,9
2	Стоимость рекультивации земли	тыс.тг.	10550,4
3	Дополнительные затраты при производстве работ 1,64%	тыс.тг.	840,32452
4	Экологические платежи	тыс.тг.	102,73
	Итого	тыс.тг.	52182,3545
5	НДС	тыс.тг.	6261,88254
7	Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тыс.тг.	6899,62
8	Отчисления подлежащие выплате	тыс.тг.	51544,6171

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Санитарно-бытовое обслуживание

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

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

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

Противопожарные мероприятия

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

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

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

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

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

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

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

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

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

Для проведения геологоразведочных работ на площади земельный отвод на одну скважину составит 2,4 га согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

Экологическая оценка воздействия на окружающую среду

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- «Экологическим Кодексом РК»;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным Кодексом РК»;
- «Кодексом о здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 г.;
- Законом «О гражданской защите»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды.

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

В период проведения полевых сейсморазведочных работ мероприятия по охране окружающей среды включают размещение складов ГСМ, стоянку, заправку топливом, мойку и ремонт автотранспорта на специально оборудованных площадках. Площадка склада ГСМ отсыпается и обваловывается гидроизоляционными материалами (глина, суглинок).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

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

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

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

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

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

Во всех случаях составляются планы проведения работ по консервации или ликвидации согласно Типовых проектов на данные виды работ, которые согласовываются с Департаментами по ЧС, областными инспекциями геологии и другими контролирующими органами.

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

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

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

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

Водоснабжение и водоотведение

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

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

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

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

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

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Суточный расход технической воды

на производственные нужды определяется согласно «Технического проекта на строительство скважин».

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³.

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

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

Отходы производства и потребления

При обращении с отходами при проведении сейсморазведочных работ должны соблюдаться:

- технологические нормы, закрепленные в проектных решениях;
- общие и специальные природоохранные требования и мероприятия, основанные на действующих экологических и санитарно-эпидемиологических нормах и правилах.

В общем случае, сбор и накопление образующихся отходов должны осуществляться отдельно по их видам, физическому агрегатному состоянию, пожаро-, взрывоопасности, другим признакам и в соответствии с установленными классами опасности. Совместное накопление различных видов отходов допускается в случае определенного порядка обращения одинакового направления переработки, утилизации, обезвреживания, а также при условии их физической, химической и иной совместимости друг с другом. Отходы должны вывозиться, использоваться по назначению или размещаться в специально отведенных местах, согласованных с местными органами охраны природы и санитарно-эпидемиологического надзора. Накопление отходов должно осуществляться способом, обеспечивающим возможность беспрепятственной погрузки каждой отдельной позиции отходов на автотранспорт для вывоза с территории. Транспортировка отходов должна осуществляться способами, исключающими их потери, создание аварийных ситуаций, причинение вреда окружающей среде, здоровью людей, хозяйственным и иным объектам. Транспортировка опасных отходов допускается только специально оборудованным транспортом, в соответствии с действующими нормативными требованиями. Погрузка и разгрузка отходов должны осуществляться преимущественно механизированным способом при минимальном контакте отходов с людьми и элементами среды обитания.

Места и способы накопления отходов должны гарантировать:

- Отсутствие или минимизацию влияния отходов на окружающую природную среду, недопустимость риска возникновения опасности для здоровья людей, как в результате локального влияния отходов с высокой степенью токсичности, так и в плане возможного ухудшения санитарно-эпидемиологической обстановки за счет неправильного обращения с малотоксичными отходами органического происхождения, что достигается:

- обустройством площадок, исключаящим распространение в окружающей среде загрязняющих веществ, входящих в состав отходов;

- оснащением площадок контейнерами тип (конструкция), размер и количество которых обеспечивают накопление отходов с соблюдением санитарноэпидемиологических правил и нормативов при установленных проектом объемах предельного накопления и периодичности вывоза;

- недоступность хранимых отходов высоких классов опасности;

- защиту хозяйственно-бытового мусора от доступа животных и птиц, что достигается использованием контейнеров, оснащенных крышками;

- ограничение доступности персонала к отходам высоких классов опасности;

- информирование персонала об опасности, исходящей от отходов, что достигается обучением обращению с опасными отходами, соответствующей маркировкой тары; наличием предупреждающих надписей;

- предотвращение потери отходами, являющимися вторичными материальными ресурсами (ВМР), свойств вторичного сырья в результате неправильного сбора либо хранения, что достигается введением системы раздельного сбора и накопления отходов, относящихся к ВМР, использованием накопителей, оснащенных крышками;

- сведение к минимуму риска возгорания отходов, что достигается соблюдением правил пожарной безопасности, включая оснащение противопожарными средствами площадок накопления горючих отходов, использованием накопителей, оснащенных крышками;

- недопущение замусоривания территории, что достигается соблюдением правил сбора и накопления отходов, обустройством открытых площадок накопления отходов (ограждение), оснащением накопителями, исключаящими развеивание отходов по территории;

- удобство проведения инвентаризации отходов и контроля за обращением с отходами, что достигается раздельным накоплением отходов в соответствии с разработанным порядком обращения, пешеходной и транспортной доступностью площадок накопления отходов, использованием накопителей, имеющих маркировку,

регулярным ведением материалов первичной отчетности по образованию и накоплению отходов на территории;

- удобство вывоза отходов, что достигается планировочной организацией Базы партии в части обеспечения подъездов к площадкам накопления отходов.

К основным мерам по охране окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления можно отнести:

- сбор отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);
- своевременный вывоз отходов для дальнейшего захоронения или переработки на специализированных предприятиях. В целях организации выполнения природоохранных мероприятий по защите окружающей среды от воздействия отходов при проведении сейсморазведочных работ и осуществления производственного контроля, необходимо:
 - приказом по предприятию назначить лиц, ответственных за производственный контроль в области обращения с отходами;
 - разработать соответствующие должностные инструкции;
 - регулярно проводить инструктаж с лицами, ответственными за производственный контроль в области обращения с отходами, по соблюдению требований законодательства Российской Федерации в области обращения с отходами производства и потребления, технике безопасности при обращении с опасными отходами;
 - обучить рабочий персонал по специально разработанным программам обращению с опасными отходами, сбору и сортировке отходов;
 - организовать учет образующихся отходов и своевременную передачу их на утилизацию предприятиям, имеющим соответствующие лицензии;
 - места размещения отходов, периодичность вывоза согласовывать с контрольнонадзорными органами, уполномоченными в области охраны природы и санитарноэпидемиологического благополучия населения;
 - своевременно разрабатывать и получать лимит на размещение отходов;
 - обеспечить своевременные платежи за размещение отходов;
 - организовать взаимодействие с контролирующими органами по всем вопросам безопасного обращения с отходами.

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

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

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

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

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

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

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

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

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

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

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

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

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

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

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

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

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

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Для контроля на объекте будут находиться не менее 2 переносных газоанализаторов.

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

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

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

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

Обслуживающий персонал будут оснащены индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.
- С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение *природоохранных мероприятий*, основными из которых являются:

- Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.
- Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.
- Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).
- Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.
- Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.
- Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трАсам.
- Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

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

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

- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Охрана недр

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

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

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

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

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

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

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

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

Изменяются пластовые гидродинамические и термодинамические условия. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом

протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. При этом происходят существенные изменения в водоносных горизонтах. При бурении нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

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

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

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

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

Намечаемая хозяйственная деятельность не вызовет существенных изменений геологической среды. Земляные работы имеют временный характер. Общего изменения мощности слоя пород зоны аэрации не произойдет. Воздействие оценивается как незначительное.

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

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

Изменение химического состава и режима глубоких водоносных горизонтов маловероятно, так как строительство скважин осуществляется с применением передовых технологий и материалов, что сводит к минимуму риск возникновения внештатных ситуаций, при которых возможно нарушение герметичности цементирования или иных

заколонных проявлений. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

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

Ликвидация скважин будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 28.06.2018 г № 239 с поправками 2023 г. На устье скважины устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

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

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

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого.
- Использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов.
- Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
- Предотвращение ветровой эрозии почв,
- Предотвращение техногенного опустынивания,
- Сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин.
- Предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин.

- Использование в производстве нетоксичных материалов.
- Экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения.
- Очистка и использование промышленных и хозяйственных стоков в повторных циклах.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Бурение и проведение испытаний независимой проектной скважины TGTR-10 закладывается на 2026 г. В 2027 г предусматривается бурение 2 независимых скважин TGTR-11, ASSA-4 и проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D в объеме 200 кв.км, обработка и интерпретация данных.

При положительных результатах бурения независимых скважин и в случае выявления новых перспективных объектов по результатам интерпретации данных 3D на площади Тамгалытар проектом закладывается бурение 4 зависимых скважин TGTR-12, TGTR-13, ASSA-5 и KNDK на 2028 г.

В таблице 10.1 приведены сведения о продолжительности цикла строительства скважин и сроках проведения испытаний.

Таблица 10.1 – Продолжительность цикла строительства скважин

№№ пп	Скважины	Объем работ, м	Виды работ			Опробование и испытание, количество объектов	
			Монтаж, демонтаж	Подготови тельные работы	Бурение, крепление	в открытом стволе	в экс. колонне
<i>Независимые скважины</i>							
1	TGTR-10	2600	20	2	45	2	2
2	TGTR-11	2700	20	2	50	2	2
3	ASSA-4	2500	20	2	40	2	2
<i>Скважины, зависимые от результатов бурения независимых скважин и результатов интерпретации сейсморазведки 3D</i>							
4	TGTR-12	2900	20	2	55	2	2
5	TGTR-13	2700	20	2	50	2	2
6	ASSA-5	2500	20	2	40	2	2
7	KNDK-10	1900	20	2	35	2	2

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

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Объем финансирования на проведение ГРР на контрактной территории на период 2026-2031 гг составляет **12820,74** млн.тенге, сведения о видах геолого-разведочных работ и объемах финансирования по годам приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Основные финансовые затраты проектируемых ГРР

Год	Наименование работ	Количество	Общий объем работ	Стоимость работ, млн. тг
2026	Проект разведочных работ по поиску углеводородов	1		10.00
	Технический проект на проведение сейсморазведочных работ 3D	1		10.00
	Групповой технический проект на строительство 7 скважин	1		5.00
	Бурение, опробование и испытание независимой скважины TGTR-10	1	2600м	1470
2027	Бурение, опробование и испытание 2 независимых скважин TGTR-11, ASSA-4	2	5200м	2939,91
	Полевые сейсморазведочные работы 3D. Обработка и интерпретация данных 3D. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3D		200 кв.км	2449.95
2028	Бурение, опробование и испытание 4 скважин, зависимых от результатов бурения независимых скважин и результатов интерпретации сейсморазведки 3D	4	10000м	5879.88
2029	Лабораторные исследования (анализы флюидов, стандартные и специальные исследования образцов кернa)			36.00
2030-2031	Отчет по оперативной оценке запасов УВС, проект пробной эксплуатации	2		20.00
ВСЕГО				12820.74

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1. Предварительная оценка ресурсов газа

Все признаки и газонасыщенность, установленные практически на всех структурных элементах говорит о том, что осадочный чехол Шу-Сарысуской депрессии, в том числе и участок Созак, еще не раскрыли своих потенциальных возможностей в открытии новых месторождений углеводородов.

Степень геолого-геофизической изученности на контрактной площади позволила выполнить расчет перспективных ресурсов нефти по категории С₃ согласно «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа».

За основу подсчета перспективных ресурсов газа по выделенным рифогенным объектам в пределах северной и центральной частей участка Созак приняты структурные карты по отражающим горизонтам С_{1sr} и С_{1v3} (рис.4.2.4-4.2.5). Подсчетные параметры приняты по аналогии с месторождением Придорожное.

Подсчет перспективных ресурсов газа ожидаемых залежей газа производился объемным методом по формуле:

$$Q_r = S * h * K_n * K_r * (P_n * \alpha_n - P_k * \alpha_k) * f * 0.97,$$

где: S – предполагаемая площадь газоносности, тыс.м²;

h – средневзвешенная газонасыщенная толщина, м;

K_n – коэффициент пористости;

K_r – коэффициент газонасыщенности;

P_n – начальное пластовое давление, МПа;

P_k – конечное остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1МПа;

α_n, α_k – поправки на отклонение газов от закона Бойля-Мариотта при начальном и конечном остаточном давлении;

f – температурная поправка;

0,97 – коэффициент перевода технических величин давления в физические.

Суммарные геологические/извлекаемые перспективные ресурсы газа по категории С₃ по рифогенным объектам в пределах контрактной территории составляют 134,6/67 млрд.м³ (табл.12.1.1).

Таблица 12.1.1 – Оценка перспективных ресурсов газа по категории С₃

Горизонт	Площадь газонасыщенности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Коэффициенты, д.е.		Пластовое давление, МПа		Коэффициент перевода технич. атм. в физические	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Геологические ресурсы пластового газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа, д.е.	Извлекаемые ресурсы пластового газа, млн.м ³
			пористости	газонасыщенности	начальное (P _н)	конечное (P _к)		начальная (α _н)	конечная (α _к)				
1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Рифогенные объекты													
C _{1sr}	583800	10.0	0.08	0.81	18.1	0.1	9.7	1.16	1	0.883	67707	0.498	33718
C _{1v3}	583800	10.0	0.07	0.80	22.7	0.1	9.7	1.09	1	0.856	66895	0.498	33314
Всего											134602		67032

13. Основные технико-экономические показатели поисковых работ

Настоящим проектом предусматривается бурение 3 независимых и 4 зависимых скважин с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях палеозоя с проектными глубинами 1900 м, 2500 м, 2600 м, 2700 м, 2900 м и проведение сейсморазведочных работ МОГТ 3D объемом 200 кв.км на участке Тамгалытар.

Выполненная предварительная оценка перспективных ресурсов газа по категории С₃ по рифогенным объектам участка Созак составляет 134,6/67 млрд.м³ геологических/извлекаемых ресурсов.

Затраты на бурение 7 скважин составляют 10289,79 млн.тенге. Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, которые приведены в таблице 13.1.

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

Таблица 13.1 - Основные геолого-экономические показатели ГРР

№№	Наименование показателей	Значение показателей
1	Сейсморазведочные работы МОГТ 3D, кв.км	200
2	Количество скважин, шт.	7
3	Объем бурения, м	17800
4	Предполагаемые затраты на 1 м проходки, тыс.тенге	578
5	Предполагаемые затраты на бурение 7 скважин, тыс.тенге	10289790
6	Ожидаемый прирост ресурсов газа, млн.м ³	67000
7	Прирост ожидаемых ресурсов газа на 1 м проходки, тыс.м ³ /м	3764
8	Прирост ожидаемых ресурсов газа на 1 скв, тыс.м ³ /скв	9571428,6
9	Прирост ожидаемых ресурсов газа на 1 тенге затрат, тыс. м ³	0,0065
10	Затраты на подготовку 1 тыс. м ³ ожидаемых ресурсов газа, тенге/тыс. м ³	154

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящий проект разработан с целью проведения комплекса геолого-геофизических исследований на участке Созак с отражением финансовых обязательств недропользователя на проведение работ на период 2026-2031 гг.

По результатам проведенных геолого-геофизических исследований сделаны выводы о развитии в пределах контрактной территории двух комплексов нефтематеринских пород - комплекса карбонатных и терригенно-карбонатных пород нижнего карбона и комплекса обломочных пород верхнего девона.

Материнские породы нижнего карбона развиты в визейском и серпуховском ярусах.

Степень однородности коллекторов низкая и, зачастую изменчива в пределах одного месторождения. Коллекторы визейского яруса нижнего карбона и серпуховского яруса - пористые и трещиноватые. Трещиноватые коллекторы, в основном, распределены в надвиговой структурной зоне на востоке района работ. Их образование тесно связано с тектоническими движениями.

Для выполнения намеченных целей и решения поставленных задач при проведении геолого-разведочных исследований на контрактной территории настоящим проектом предусматривается проведение разведочного бурения в объеме 7 скважин на участках Тамгалытар, Аса и Кендерлик с проектными глубинами от 1900 м до 2900 м соответственно с целью выяснения перспектив нефтегазоносности отложений палеозоя, изучение литолого-фациального состава и коллекторских свойств пород, их фильтрационно-емкостных параметров, изучение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях в 2027-2029 гг.

Разведочные скважины TGTR-10, TGTR-11 и ASSA-4 являются независимыми, бурение скважины TGTR-10 предусматривается на 2026 г, скважины TGTR-11 и ASSA-4 - в 2027 г.

Бурение скважин TGTR-12, TGTR-13, ASSA-5, KNDK-10 зависит от результатов бурения 3 независимых скважин, в положительном случае бурение 4 зависимых скважин закладывается на 2028 г.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3D в объеме 200 кв.км проектируются на участке Тамгалытар, полевые работы, обработка и интерпретация сейсмических данных закладываются на 2027 г.

Список использованных источников

1. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.06.2018 г
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» от 15 июня 2018 года № 239.
3. Дела скважин.
4. С.М.Альжанов и др. «Отчет о результатах сейсморазведочных работ 2Д/3D, проведенных в период 2009-2012 гг на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум». Алматы, 2014 г.
5. Малютина А.Е. и др. «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракту №2433 от 27 июля 2007 г». Актау, 2022 г.
6. Ахметжанов А.Ж. и др. «Отчет о результатах сейсморазведочных работ, обработке и интерпретации сейсмических данных МОГТ-Д на структурах Оппак и Кендерлик контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» «Созак Ойл энд Газ». Алматы, 2023 г.

Приложение 1



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

от «02» 02 2026 года. Рег. № 766-Р-УВ

**РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен акционерному обществу «Sozak Oil and Gas» для осуществления операций по недропользованию в пределах блоков XXX-42 С (ч), F (ч), 43, 44, 45-А, В (ч), D, E (ч); XXXI-42 С (ч), F (ч), 43 А (ч), В (ч), С (ч), E (ч), F, 44-А (ч), В (ч), С (ч), D (ч), E (ч), F (ч), 45-А (ч), В (ч), D (ч), E (ч); XXXII-43 А (ч), В (ч), С, D (ч), E (ч), F, 44 А (ч), В (ч), С (ч), D (ч), E (ч), F (ч), 45-А (ч), В (ч), D (ч), E (ч); XXXIII-43-В (ч), С (ч), F (ч), 44-А (ч), В (ч), С, D (ч), E (ч), F (ч), 45-А (ч), D (ч) на основании решения компетентного органа (протокол №4/1 МЭ РК от 10 января 2026 года).

Участок недр расположен в Туркестанской области.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 8.

№	Координаты угловых точек						№	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	44	48	12	67	57	20	5	45	06	34	68	47	59
2	45	29	16	67	23	51	6	45	37	25	68	19	44
3	46	00	07	67	22	59	7	45	27	45	68	17	42
4	46	00	00	68	48	00	8	44	48	03	68	39	43

Из участка недр (геологического отвода) исключаются действующие объекты недропользования, месторождения углеводородов, урана, подземных вод (ХПВ), водозборы и резервные месторождения

№	Координаты угловых точек						№	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
Придорожное													
1	45	30	00	68	05	00	3	45	27	00	68	15	00
2	45	30	00	68	15	00	4	45	27	00	68	05	00
Площадь – 72,42 км ² , глубина – до кровли фундамента													
месторождение Придорожное													
1	45	29	50	68	14	44,5	5	45	27	37	68	09	26
2	45	27	57	68	14	50	6	45	27	46	68	08	5
3	45	28	19	68	13	38	7	45	28	46	68	08	8
4	45	28	18	68	12	37	8	45	29	43	68	13	28

Площадь горного отвода – 21,8 км ² , глубина – 2303 м													
месторождение Придорожное Южное													
1	45	20	24,26	68	06	0,26	4	45	14	1,63	68	19	11,58
2	45	21	9,18	68	08	27,59	5	45	11	55,424	68	18	54,701
3	45	20	20,46	68	14	43,73	6	45	09	45,906	68	14	33,508
Площадь горного отвода – 188,63 км ² , глубина – 2180 м													
резервное месторождение Шолак-Эспе													
1	45	13	53,341	68	22	06,395	30	45	0	55,957	68	03	05,989
2	45	13	57,414	68	20	44,733	31	44	59	17,876	68	04	41,072
3	45	14	29,537	68	19	43,486	32	44	58	41,042	68	09	47,309
4	45	14	35,105	68	19	06,866	33	45	0	13,984	68	07	52,095
5	45	14	46,241	68	18	34,529	34	45	3	10,873	68	07	31,109
6	45	14	22,684	68	17	49,557	35	45	4	47,669	68	08	25,075
7	45	14	39,645	68	16	43,77	36	45	6	17,167	68	12	21,669
8	45	14	50,181	68	15	34,642	37	45	7	29,002	68	11	41,824
9	45	15	54,972	68	14	45,319	38	45	8	49,66	68	10	22,844
10	45	16	05,038	68	13	35,292	39	45	10	11,381	68	08	15,125
11	45	15	52,617	68	12	18,197	40	45	11	07,917	68	08	14,611
12	45	15	40,196	68	11	01,103	41	45	12	04,628	68	08	30,028
13	45	14	57,366	68	09	33,086	42	45	13	02,984	68	08	52,514
14	45	14	32,524	68	08	11,281	43	45	13	58,663	68	10	25,135
15	45	15	04,923	68	07	12,405	44	45	13	56,582	68	11	35,956
16	45	13	53,482	68	04	25,881	45	45	14	11,316	68	12	54,421
17	45	12	29,151	68	06	10,046	46	45	15	30,466	68	13	22,518
18	45	10	34,538	68	06	14,928	47	45	14	51,063	68	14	22,137
19	45	09	36,203	68	06	27,778	48	45	14	01,722	68	15	16,96
20	45	08	23,477	68	07	44,358	49	45	13	31,227	68	16	18,978
21	45	07	17,566	68	09	21,436	50	45	13	40,012	68	17	35,045
22	45	06	48,022	68	08	01,518	51	45	13	48,441	68	18	14,517
23	45	06	28,749	68	06	06,305	52	45	13	52,142	68	18	52,345
24	45	06	3,051	68	04	26,51	53	45	13	47,824	68	19	26,883
25	45	05	12,083	68	04	13,661	54	45	13	30,966	68	19	57,105
26	45	04	4,411	68	04	41,929	55	45	13	22,126	68	20	30,821
27	45	03	26,292	68	04	36,361	56	45	12	57,662	68	20	58,163
28	45	02	53,312	68	02	32,153	57	45	12	33,634	68	21	34,914
29	45	02	13,052	68	01	37,33							
Площадь – 183,43 км ²													
участок №3 месторождения Инкай													
1	45	24	48,535	67	27	28,57	11	45	21	11	67	33	20
2	45	23	40,007	67	28	24,678	12	45	21	11	67	37	50
3	45	24	18	67	28	49	13	45	22	13	67	40	16
4	45	23	21	67	30	58	14	45	24	05	67	40	16
5	45	23	46	67	31	29	15	45	25	36	67	38	31
6	45	23	01	67	32	51	16	45	31	15	67	40	10
7	45	22	01	67	32	27	17	45	33	20	67	36	36
8	45	21	31	67	33	06	18	45	30	25	67	32	10
9	45	21	24	67	32	58	19	45	27	45	67	31	23
10	45	20	51,1	67	33	19,4	20	45	27	12	67	27	08
Площадь геологического отвода – 236,27 км ²													
участок №3 месторождения Инкай													
1	45	24	3,97	67	40	15,8	11	45	23	21,47	67	30	58,22
2	45	22	13,01	67	40	16,01	12	45	24	17,19	67	28	52,12
3	45	21	11	67	37	50	13	45	25	49	67	28	0,12
4	45	21	11	67	33	20	14	45	27	23,95	67	31	55,17
5	45	20	52,25	67	33	18,67	15	45	30	6,56	67	32	8,7
6	45	21	24,01	67	32	58	16	45	30	24	67	32	13,15
7	45	21	31,01	67	33	6,01	17	45	33	20	67	36	36,01
8	45	22	01	67	32	27	18	45	31	13,98	67	40	9,83
9	45	23	01	67	32	51,01	19	45	25	35,06	67	38	30,84
10	45	23	46,58	67	31	28,98							

Площадь горного отвода – 218,07 км ²													
участки 1,2 и 3 месторождения Инкай													
1	45	23	39,842	67	28	24,069	6	45	22	01	67	32	27
2	45	24	18	67	28	49	7	45	21	31	67	33	06
3	45	23	21	67	30	58	8	45	21	24,01	67	32	58
4	45	23	46,58	67	31	28,98	9	45	17	52	67	35	16
5	45	23	01	67	32	51	10	45	15	54,709	67	34	43,991
Площадь – 44,64 км ² , глубина – 540 м													
участок Летний, залежь-3, месторождения Акдала													
1	45	28	36,632	68	47	59,751	6	45	32	29,657	68	24	47,607
2	45	28	30,293	68	47	39,021	7	45	34	37,855	68	32	54,38
3	45	32	3,274	68	33	6,494	8	45	31	43,857	68	42	35,266
4	45	29	42,448	68	26	47,189	9	45	32	10,091	68	47	58,635
5	45	30	58,171	68	25	37,975							
Площадь геологического отвода – 188,51 км ²													
участок Ближний, залежь-3, месторождения Акдала													
1	45	29	15	68	44	51	7	45	29	39	68	46	10
2	45	29	37	68	44	51	8	45	29	42	68	47	20
3	45	29	37	68	45	11	9	45	29	54	68	48	00
4	45	29	50	68	45	21	10	45	28	45	68	47	59
5	45	29	56	68	45	28	11	45	28	49	68	47	21
6	45	29	51	68	45	56	12	45	29	15	68	45	47
Площадь – 5,33 км ² , глубина – 220 м													
участок Ближний, залежь-1, месторождения Акдала													
1	45	31	27	68	25	51	5	45	32	50	68	32	30
2	45	31	31	68	25	51	6	45	32	18	68	32	23
3	45	32	39	68	28	30	7	45	31	58	68	30	28
4	45	32	50	68	29	40	8	45	31	32	68	29	42
Площадь – 12,72 км ² , глубина – 220 м													
участок Ближний, залежь-2,7, месторождения Акдала													
1	45	31	14	68	36	11	6	45	30	09	68	43	00
2	45	31	33	68	36	11	7	45	30	46	68	41	00
3	45	31	25	68	41	39	8	45	30	30	68	39	37
4	45	30	19	68	44	09	9	45	30	33	68	37	21
5	45	30	00	68	44	09							
Площадь – 14,88 км ² , глубина – 220 м													
участок Ближний, залежь-2,7, месторождения Акдала													
1	45	31	14	68	36	11	3	45	30	30,2	68	39	27,75
2	45	31	18,24	68	36	11	4	45	30	33,01	68	37	21
Площадь – 1,95 км ² , глубина – 220 м													
участок Центральный месторождения Мынкудук													
1	45	37	54,00	67	54	14,00	13	45	33	51,00	68	13	35,00
2	45	38	26,00	67	55	35,00	14	45	34	57,00	68	10	56,00
3	45	37	30,00	68	00	24,00	15	45	34	34,00	68	10	16,00
4	45	36	4,00	68	03	29,00	16	45	34	36,00	68	07	43,00
5	45	36	4,00	68	04	22,00	17	45	35	12,00	68	04	33,00
6	45	35	18,00	68	08	16,00	18	45	34	59,00	68	04	26,00
7	45	35	59,00	68	09	42,00	19	45	36	22,00	68	00	25,00
8	45	34	46,00	68	13	12,00	20	45	36	27,00	67	59	24,00
9	45	34	56,00	68	13	48,00	21	45	37	1,00	67	58	40,00
10	45	34	22,00	68	15	45,00	22	45	37	5,00	67	55	36,00
11	45	33	58,00	68	15	30,00	23	45	37	5,00	67	54	44,00
12	45	34	25,00	68	14	5,00	24	45	37	27,00	67	53	59,00
Площадь – 46,98 км ² , глубина – 370 м													
участок Восточный месторождения Мынкудук													
1	45	40	28,00	68	16	7,00	8	45	38	10,00	68	25	26,00
2	45	40	29,00	68	17	40,00	9	45	37	15,00	68	26	5,00
3	45	40	29,00	68	18	49,00	10	45	37	46,00	68	23	55,00

4	45	40	32,00	68	20	27,00	11	45	39	13,00	68	21	47,00
5	45	39	8,00	68	23	49,00	12	45	39	35,00	68	19	1,00
6	45	39	40,00	68	26	30,00	13	45	39	45,00	68	17	49,00
7	45	38	59,00	68	28	43,00	14	45	39	44,00	68	16	8,00
Площадь – 30,69 км ² , глубина – 360 м													
участок Осенний месторождения Мынкудук													
1	45	37	5,00	67	54	44,00	10	45	33	43,00	67	55	24,00
2	45	37	5,00	67	55	36,00	11	45	33	38,00	67	54	53,00
3	45	36	42,00	67	56	12,00	12	45	34	05,00	67	54	40,00
4	45	36	11,00	67	55	50,00	13	45	34	15,00	67	54	20,00
5	45	35	41,00	67	55	53,00	14	45	35	11,00	67	54	19,00
6	45	35	19,00	67	55	44,00	15	45	35	17,00	67	54	10,00
7	45	35	13,00	67	55	20,00	16	45	35	21,00	67	54	20,00
8	45	34	40,00	67	55	36,00	17	45	36	30,00	67	54	20,00
9	45	34	02,00	67	55	19,00							
Площадь – 10,36 км ² , глубина – 440 м													
участок Западный месторождения Мынкудук													
1	45	33	35,00	67	56	49,00	11	45	32	22,00	67	45	01,00
2	45	32	29,00	67	57	24,00	12	45	32	51,00	67	43	38,00
3	45	32	19,00	67	57	50,00	13	45	33	10,00	67	43	32,00
4	45	32	8,00	67	57	58,00	14	45	33	18,00	67	43	39,00
5	45	30	56,00	67	57	40,00	15	45	33	7,00	67	44	26,00
6	45	31	15,00	67	55	56,00	16	45	33	20,00	67	46	3,00
7	45	31	15,00	67	54	53,00	17	45	33	10,00	67	47	5,00
8	45	31	52,00	67	53	03,00	18	45	33	14,00	67	50	58,00
9	45	32	27,00	67	52	28,00	19	45	33	37,00	67	52	44,00
10	45	32	38,00	67	52	05,00	20	45	32	39,00	67	53	45,00
Площадь – 37,27 км ² , глубина – 440 м													
участок Песчаный месторождения Мынкудук													
1	45	35	14,00	67	49	07,00	11	45	38	37,00	67	50	12,00
2	45	35	25,00	67	46	47,00	12	45	38	34,00	67	50	24,00
3	45	36	24,00	67	45	56,00	13	45	38	45,00	67	50	55,00
4	45	36	46,00	67	46	29,00	14	45	38	17,00	67	52	46,00
5	45	36	33,00	67	47	37,00	15	45	38	09,00	67	52	36,00
6	45	37	37,00	67	47	44,00	16	45	38	01,00	67	52	38,00
7	45	37	38,00	67	49	43,00	17	45	38	0,00	67	52	26,00
8	45	38	02,00	67	50	35,00	18	45	36	54,00	67	51	06,00
9	45	38	25,00	67	49	59,00	19	45	36	04,00	67	48	36,00
10	45	38	29,00	67	50	10,00							
Площадь – 22,59 км ² , глубина – 440 м													
месторождение Уванас													
1	45	17	33	68	42	12	5	45	15	46,33	68	44	19,71
2	45	17	19,83	68	43	30,64	6	45	16	0	68	43	04
3	45	17	42,891	68	47	59,088	7	45	16	25	68	42	23
4	45	15	27,804	68	47	59,088							
Площадь – 24,03 км ² , глубина – 250 м													
скважины №0751, 0752, 544 месторождения уч. Уванасское													
1	45	15	17,00	67	41	55,00	3	45	15	38,00	67	42	25,00
2	45	15	38,00	67	41	55,00	4	45	15	17,00	67	42	25,00
Площадь – 0,42 км ² , глубина – 283-290 м													
месторождение Сузакское													
1	44	52	47,00	68	15	37,00	3	44	53	10,00	68	16	07,00
2	44	53	10,00	68	15	37,00	4	44	52	47,00	68	16	07,00
Площадь – 0,46 км ²													
Уванасское (ХПВ, ПТВ)													
1	45	10	0,00	68	15	32,00	5	45	11	0,00	68	17	29,00
2	45	10	13,00	68	15	32,00	6	45	10	30,00	68	17	23,00
3	45	10	30,00	68	17	07,00	7	45	10	34,00	68	17	55,00

4	45	11	0,00	68	17	15,00	8	45	10	18,00	68	17	54,00
Площадь – 1,81 км ² , глубина – 275 м													
участок скважин 0882, 0883, 3017													
1	45	35	44,00	67	54	22,00	3	45	36	05,00	67	54	52,00
2	45	36	05,00	67	54	22,00	4	45	35	44,00	67	54	52,00
Площадь – 0,42 км ² , глубина – 946 м													
участок скважины 1677													
1	45	33	22,00	68	11	38,00	3	45	33	43,00	68	12	08,00
2	45	33	43,00	68	11	38,00	4	45	33	22,00	68	12	08,00
Площадь – 0,42 км ² , глубина – 234-262 м													
скважины №2462 (0755), 2468, 2469													
1	45	23	40	67	29	45	3	45	24	03	67	30	17
2	45	24	03	67	29	45	4	45	23	40	67	30	17
Площадь – 1,29 км ² , глубина – 572-567 м													
АО «Волковгеология», ф-л, скважины №1В-21, 1В-21, 2В-21													
1	45	32	39	67	50	24	3	45	33	13	67	51	21
2	45	33	13	67	50	24	4	45	32	39	67	51	21
Площадь – 1,31 км ²													

Площадь участка недр за вычетом исключаемых месторождений углеводородов, урана, подземных вод и резервных составляет – **10417,05** (десять тысяч четыреста семнадцать целых пять сотых) км².

Глубина разведки – до кровли фундамента.

Заместитель председателя



Д. Кубенов

город Астана,
февраль, 2026 год

ПРОТОКОЛ
заседания НТС ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

г. Атырау

5 марта 2026 г

Присутствовали:

Джамикешов А.М. – генеральный директор

Тлекбаева Л.Н. – зам.начальника отдела геологии, подсчета запасов и интерпретации ГИС

Умбетов Е.К. - начальник отдела проектирования строительства скважин

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в Туркестанской области согласно контракта №2433-УВС от 27.07.2007 г.

Слушали сообщение ответственного исполнителя Тлекбаевой Л.Н.

Контракт на совмещенную разведку и добычу УВС за №2433 между Компетентным органом и ТОО «Марсель Петролеум» на участке Созак был заключен 27.07.2007 г. В 2015 г ТОО «Марсель Петролеум» переименовано в ТОО «Sozak oil and gas»/«Созак ойл энд газ», которое в 2020 г преобразовано в Акционерное общество.

Дополнением №21 (рег.№5600-УВС от 23.02.2026 г.) к Контракту №2433 от 27.07.2007 г на разведку и добычу период разведки был продлен на 5 лет на расширяемую территорию геологического отвода и истекает 15 октября 2031 г.

Для составления настоящего проекта проведен комплексный анализ имеющихся материалов, по результатам которых была разработана программа геолого-геофизических работ с целью изучения геологического строения контрактной территории и поисков залежей углеводородов.

На период 2026-2031 гг проектом предусматривается бурение 7 разведочных скважин на площадях Тамгальтар, Аса и Кендерлик (3 скважины независимые и 4 скважины, зависмые от результатов бурения независимых скважин и интерпретации данных сейморазведки МОГТ 3D) проектными глубинами от 1900 м до 2900 м; проведение сейморазведочных работ МОГТ 3D в объеме 200 кв.км.

В проекте освещены методика и объем буровых работ, цели и задачи, условия проводки, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

После обмена мнениями ГТС постановил:

1. Проект принять.
2. Направить Проект Заказчику на согласование.

Председатель:

Секретарь:



Джамикешов А.М.

Сейтова Б.С.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания НТС АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» и
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

г. Кызылорда

6 марта 2026 г

Присутствовали

От АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»:

Ахмет А.А. – главный геолог, председатель;

Байбулов К.Т. – геолог, секретарь.

От ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»:

Джамикешов А.М. - генеральный директор;

Глекбаева Л.Н. - зам.начальника отдела геологии, подсчета запасов и интерпретации ГИС.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в Туркестанской области согласно контракта №2433-УВС от 27.07.2007 г.

Слушали сообщение ответственного исполнителя Глекбаевой Л.Н.

Контракт на совмещенную разведку и добычу УВС за №2433 между Компетентным органом и ТОО «Марсель Петролеум» на участке Созак был заключен 27.07.2007 г. В 2015 г ТОО «Марсель Петролеум» переименовано в ТОО «Sozak oil and gas»/«Созак ойл энд газ», которое в 2020 г преобразовано в Акционерное общество.

В соответствии с Дополнением №19 (рег.№5297-УВС от 14.12.2023 г.) к Контракту недропользователь перешел на типовой контракт на разведку и добычу углеводородов по сложным проектам.

Дополнением №21 (рег.№5600-УВС от 23.02.2026 г.) к Контракту №2433 от 27.07.2007 г на разведку и добычу период разведки был продлен на 5 лет на расширяемую территорию геологического отвода и истекает 15 октября 2031 г.

Площадь геологического отвода участка Созак составляет 10417,05 кв.км. Глубина отвода – до кристаллического фундамента.

Результаты геолого-геофизических исследований и поисково-разведочного бурения в исследуемом районе в целом положительные. Были открыты газовые месторождения Придорожное Южное, Аса, Кендирлик, Тамгалытар, Орталык и другие в отложениях палеозоя, верхнего девона фаменского яруса, нижнего карбона визейского и серпуховского ярусов.

В пределах контрактной территории пробурено 58 скважин, 31 скважина пробурены в период 1971-1985 г., 27 скважин пробурено АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в период 2008-2024 г.г. В период 2008-2023 г.г. в пределах участка Созак были выполнены 2Д сейсмические работы в объеме 5011 пог.км, 3Д сейсмические работы – 1331 кв.км.

Для составления настоящего проекта проведен комплексный анализ имеющихся материалов, по результатам которых разработана программа геолого-

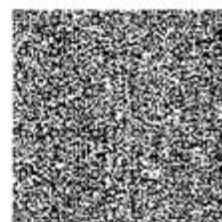
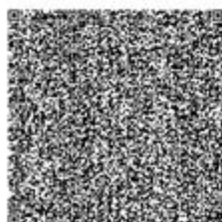
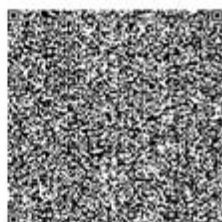
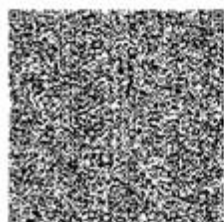


ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

19.11.2018 года

18020929

Выдана	Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспий Энерджи Ресерч" 060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., Проезд Галымжан Хакимов, дом № 4., БИН: 020840001081
на занятие	Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Особые условия	(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Примечание	Неотчуждаемая, класс I (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	
Срок действия лицензии	
Место выдачи	<u>г.Астана</u>





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 18020929

Дата выдачи лицензии 19.11.2018 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья

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

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан Энерджи Ресерч"**

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., Проезд Галымжан Хакимов, дом № 4., БИН: 020840001081

(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 **Атырауская обл., г. Атырау, проезд Г. Хакимова, 4 - в соответствии с договором аренды с ТОО "Астра РИЭЛТИ"**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

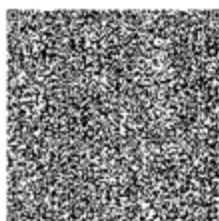
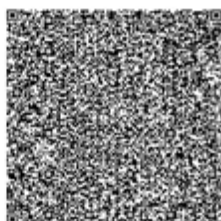
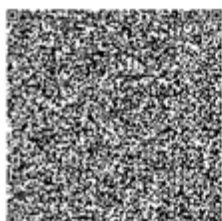
Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

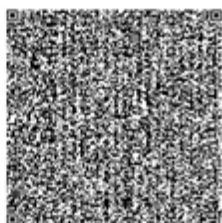
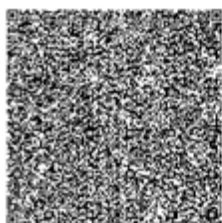
Руководитель (уполномоченное лицо)

АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

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



Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	19.11.2018
Место выдачи	г.Астана



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен мынамы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗПК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Приложение 5