

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»
АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального
директора по геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»

_____ Тасеменов Е. Т.
“ ” _____ 2026г.

ДОПОЛНЕНИЕ №2 К ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО
ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ ТАЙСОЙГАН-2

Выполненное Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2026г.
по договору №

Книга. Текст

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

А.С. Марданов

Первый заместитель директора филиала по
геологии и разработке

А.А. Башев

г. Атырау, 2026г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Общее руководство: Директор департамента геологии _____ Мурзагалиева Ж.С.	Общее руководство
Руководитель проекта: Начальник управления геологии и геологоразведки _____ Комашев А.О.	Общее руководство
Ответственный исполнитель: Эксперт управления геологии и геологоразведки _____ Бондарук В.В.	Текст, главы 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14. Папка. Графические приложения
Эксперт управления геофизики и петрофизики _____ Каналин Р.А.	Текст, раздел 5.8.
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики _____ Нысанғалиева Ш.О.	Текст, раздел 5.8.2, 5.8.4.
Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Рыспаев А.А.	Текст, раздел 5.5, 5.6, 5.7. Глава 10.
Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Сабиров Б.Ф.	Текст, глава 8.
Старший инженер управления экологии _____ Кобжасарова М.Ж.	Текст, глава 9.

Нормоконтролер:

Мазирова Г. К.

БОНДАРУК В.В. и др.

Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Тайсойган-2.

Отчет состоит из Книги и Папки графических приложений.

Книга. - 119л., в т.ч. 41 табл., 33 рис. и 4 текст.прил.;

Папка – __ гр.пр. на __ л., н/с – __;

Компакт диск – 1 шт.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 060011, г. Атырау, мкр. Нурсая проспект Елорда 10. (ЦКРР, г.Астана; МД «Запказнедра» г.Актобе; АО «Эмбаунайгаз», г.Атырау; геологические фонды Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»).

РЕФЕРАТ. Объект исследования – мезозойский комплекс участка Тайсойган-2.

Цель работы – разработка «Дополнения №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Тайсойган-2» с целью уточнения перспектив нефтегазоносности, подтверждения прогнозных ресурсов и обоснования дальнейших геологоразведочных работ.

Настоящим проектом предусматривается бурение 4 независимых и 4 зависимых поисковых скважин, с проведением полного комплекса ГИС, отбором керна, шлама, отбором проб и проведением испытания перспективных объектов по разрезу.

Высокий интерес к участку Тайсойган-2 обусловлен открытием ряда нефтяных месторождений в его южной части и на сопредельных территориях (Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный, Кондыбай, Кожа Южный и Айыртау). Наличие доказанной нефтегазоносности в смежных зонах указывает на высокую перспективность рассматриваемого участка.

В настоящем Дополнении №2 систематизированы сведения о геолого-геофизической изученности территории, проанализированы данные разведочного бурения и изучена литолого-физическая характеристика пород. Дана оценка степени изученности и приведена комплексная характеристика нефтегазоносности участка Тайсойган-2, обосновывающая актуальность проведения дальнейших поисковых работ для открытия новых залежей углеводородов.

Ключевые слова: контрактная территория, скважина, каротаж, возврат, обнаружение.

Составил:

Бондарук В.В.

Приложение № 1__
к Договору № _____/2026/1
от __.__.2026 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Тайсойган-2» с экологической оценкой воздействия на окружающую среду

Книга. Текст
ОГЛАВЛЕНИЕ

№№ гл.	Наименование	Стр.
1	2	3
1	ВВЕДЕНИЕ	13
2	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	16
3	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	18
	3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	18
	3.2 Геоэлектрохимические исследования	24
4	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ	31
	4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	31
	4.2 Тектоника	35
	4.2.1 Влияние тектонических процессов на развитие грязевых вулканов и формирование надсолевых залежей	43
	4.3 Нефтегазоносность	47
	4.3.1 Признаки нефтегазоносности и нефтепроявления по данным бурения поисково-разведочных скважин	48
	4.4 Гидрогеологическая характеристика	49
5	МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	52
	5.1 Цели и задачи разведочных работ	52
	5.2 Система расположения проектных скважин	53
	5.3 Геологические условия проводки скважин	67
	5.4 Характеристика промывочной жидкости	68
	5.5 Обоснование типовой конструкции скважин	72
	5.6 Оборудование устья скважин	73
	5.7 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	75
	5.7.1 Отбор керна и шлама в проектных скважинах	75
	5.7.2 Рекомендуемые геофизические исследования	76
	5.7.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов	78
	5.7.4 Лабораторные исследования	79
6	ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	81
7	ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	82
8	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	83
	8.1 Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины	83
	8.2 Интервалы установки цементных мостов	88
	8.3 Сводный экономический расчет по ликвидации скважины	90
9	МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	92
	9.1 Природно-климатическая характеристика района	92
	9.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнений	93
	9.3 Охрана поверхностных и подземных вод	94
	9.3.1 Месторождение подземных вод Тайсойганское	95
	9.4 Управление отходами	97
	9.5 Охрана почвенного покрова	97
	9.6 Растительный мир	100
	9.7 Животный мир	101

1	2	3
	9.8 Радиационная безопасность	104
	9.9 Аварийные ситуации	105
10	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ	107
11	ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	113
12	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	114
	12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти	114
13	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	116
14	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	118

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
		ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ:	
1.	1.		
2.	2.		
3.			
4.	3.		
5.	4.		

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№№ п/п		Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Координаты границ участка недр	13
2.	1.2	Хронология и оптимизация программы бурения на участке Тайсойган-2	14
3.	3.1.1	Геофизическая изученность участка Тайсойган-2	25
4.	3.1.2	Изученность площади глубоким бурением	28
5.	3.1.3	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды на рассматриваемом участке	29
6.	5.3.1	Проектный стратиграфический разрез по проектируемым скважинам	68
7.	5.4.1	Рекомендуемые типы буровых растворов для скважин ОТ-4, ОТ-9 глубиной 600м	70
8.	5.4.2	Рекомендуемые типы буровых растворов для скважин ОТ-1, ОТ-11 глубиной 800м	70
9.	5.4.3	Рекомендуемые типы буровых растворов для скважин ОТ-6, ОТ-12 глубиной 1200м	71
10.	5.4.4	Рекомендуемые типы буровых растворов для скважин ОТ-7, ОТ-15 глубиной 1600м	71
11.	5.5.1	Рекомендуемая типовая конструкция для скважин ОТ-4, ОТ-9 глубиной 600м	72
12.	5.5.2	Рекомендуемая типовая конструкция для скважин ОТ-1, ОТ-11 глубиной 800м	72
13.	5.5.3	Рекомендуемая типовая конструкция для скважины ОТ-6, ОТ-12 глубиной 1200м	73
14.	5.5.4	Рекомендуемая типовая конструкция для скважины ОТ-7, ОТ-15 глубиной 1600м	73
15.	5.6.1	Рекомендуемые спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО) для скважин ОТ-4, ОТ-9, ОТ-1, ОТ-11, ОТ-6, ОТ-12, ОТ-7, ОТ-15	75
16.	5.7.1	Рекомендуемые интервалы отбора керна по проектируемым скважинам	76
17.	5.7.2	Проектируемый комплекс геофизических исследований	78
18.	5.7.3	Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне	79
19.	5.7.4	Виды лабораторных исследований	79
20.	8.1.1	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины ОТ-1,ОТ-11	84
21.	8.1.2	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины ОТ-4,ОТ-9	85
22.	8.1.3	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины ОТ-6,ОТ-12	86
23.	8.1.4	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины ОТ-7,ОТ-15	87
24.	8.3.1	Расчет стоимости ликвидации скважин	90
25.	8.3.2	Сводный экономический расчет по ликвидации последствий недропользования по участку Тайсойган-2	91
26.	9.1.1	Общая климатическая характеристика	93
27.	9.1.2	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	93

28.	9.1.3	Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С	93
29.	9.1.4	Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с	93
30.	10.1	Сроки реализации намечаемой деятельности в период разведки	107
31.	10.2	Расчет продолжительности бурения для скважин ОТ-4, ОТ-9 глубиной 600м	107
32.	10.3	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для скважин ОТ-4, ОТ-9 глубиной 600м	107
33.	10.4	Расчет продолжительности бурения для скважин ОТ-1, ОТ-11 глубиной 800м	108
34.	10.5	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для скважин ОТ-1, ОТ-11 глубиной 800м	108
35.	10.6	Расчет продолжительности бурения для скважин для скважин ОТ-6, ОТ-12 глубиной 1200м	108
36.	10.7	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для скважин ОТ-6, ОТ-12 глубиной 1200м	109
37.	10.8	Расчет продолжительности бурения для скважин ОТ-7, ОТ-15 глубиной 1600м	109
38.	10.9	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для скважин ОТ-7, ОТ-15 глубиной 1600м	109
39.	10.10	Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	110
40.	11.1	Финансовые затраты на период проведения ГРП	113
41.	12.1.1	Прогнозные ресурсы нефти по перспективным объектам участка Тайсойган-2	115
42.	13.1	Основные геолого-экономические показатели поисково-разведочных работ	116

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1	Обзорная карта района работ	17
2.	3.1.1	Схема сейсмической изученности	30
3.	4.1.1	Обобщённая литолого-стратиграфическая колонка	35
4.	4.2.1	Схема районирования структурно-дислокационного сейсмокомплекса прикаспия (Ю.А.Волож и др.)	36
5.	4.2.2	Регионально геологический разрез С-С' в Северокаспийско-Актюбинской сейсмогеологической области (Ю.А. Волож и др.)	36
6.	4.2.3	Структурные карты по ОГ VI кровле кунгурских отложений	37
7.	4.2.4	Структурные карты по ОГ V подошва юрских отложений	38
8.	4.2.5	Структурные карты по ОГ III подошва меловых отложений	39
9.	4.2.6	Структурная карта по ОГ П1 с эрозионными формами предполагаемых размывов жерл грязевых палеовулканов (отмечены красными полигонами)	44
10.	4.2.7	Геологический разрез через грязевой вулкан (Апшерон) – как пояснение к наблюдаемым изометричным эрозионным формам по ОГ П1	45
11.	5.1.1	Схема расположения перспективных объектов на карте кунгурских отложений	53
12.	5.2.1	Структурная карта по перспективной структуре Жарык в триасовых отложениях	55
13.	5.2.2	Структурная карта по перспективной структуре Жарык в юрских отложениях	55
14.	5.2.3	Временные сейсмические профили Inline 2807 и Crossline 13351 через проектную скв. ОТ-1	56
15.	5.2.4	Результаты площадной геохимической съемки и выделенные аномальные зоны по структуре Жарык	56
16.	5.2.5	Комплекс сейсмических атрибутов (срез амплитуд, PIMP, Vp/Vs) по структуре Жарык	57
17.	5.2.6	Структурная карта по перспективной структуре Оңтүстік-Батыс Байзақ в юрских отложениях	58
18.	5.2.7	Результаты площадной геохимической съемки и выделенные аномальные зоны по структуре Оңтүстік-Батыс Байзақ	58
19.	5.2.8	Временные сейсмические профили Inline 3348 и Crossline 12598 через проектную скв. ОТ-4	59
20.	5.2.9	Комплекс сейсмических атрибутов (срез амплитуд, PIMP, Vp/Vs) по структуре Оңтүстік-Батыс Байзақ	60
21.	5.2.10	Структурная карта по перспективной структуре Қожа в триасовых отложениях	62
22.	5.2.11	Результаты площадной геохимической съемки и выделенные аномальные зоны по структуре Қожа	62
23.	5.2.12	Временные сейсмические профили Inline 2472 и Crossline 12939 через проектную скв. ОТ-6	63
24.	5.2.13	Комплекс сейсмических атрибутов (срез амплитуд, PIMP, Vp/Vs) по структуре Қожа	63
25.	5.2.14	Результаты площадной геохимической съемки и выделенные аномальные зоны по структуре Шығыс Қарақұдық	64

1	2	3	4
26.	5.2.15	Структурная карта по перспективной структуре Шығыс Қарақұды в триасовых отложениях	65
27.	5.2.16	Временные сейсмические профили Inline 3181 и Crossline 13890 через проектную скв. ОТ-7	66
28.	5.2.17	Комплекс сейсмических атрибутов (PIMP, Vp/Vs) по структуре Шығыс Қарақұды	66
29.	8.2.1	Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-1, ОТ-11)	88
30.	8.2.2	Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-4, ОТ-9)	89
31.	8.2.3	Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-6, ОТ-12)	89
32.	8.2.4	Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-7, ОТ-15)	90
33.	9.1.1	Роза ветров	93

ПАПКА СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Схема сейсмической изученности	1	1	1:150 000	н/с
2	Структурная карта по ОГ III. Подошва меловых отложений.	2	1	1:100 000	н/с
3	Структурная карта по ОГ V. Подошва юрских отложений.	3	1	1:100 000	н/с
4	Структурная карта по ОГ VI. Поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми.	4	1	1:100 000	н/с
5					
6					
7					
8					
9					
10					

Всего - граф.прил. на л., все - н/с.

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящий Контракт №5135-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Тайсойган-2 в Атырауской области Республики Казахстан подписан 06.12.2022г. в соответствии с Протоколом прямых переговоров от 01.08.2022г., между Министерством энергетики Республики Казахстан и Акционерным обществом «Национальная Компания «КазМунайГаз».

Дополнением №1 от 10.05.2023г. к Контракту №5135-УВС осуществлена передача права недропользования от АО «НК «КазМунайГаз» в пользу дочерней компании АО «Эмбамунайгаз» (рег. №5216-УВС от 10.05.2023г.).

Административно рассматриваемый участок недр находится в Кызылкогинском районе Атырауской области. Границы участка недр показаны ниже и обозначены угловыми точками с №1 по №34.

Таблица 1.1 – Координаты границ участка недр

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	48.32'.00"	54.21'00"	18	47.54'.00"	54.02'00"
2	48.04'.00"	54.21'00"	19	47.54'.00"	53.59'00"
3	48.04'.00"	54.19'00"	20	48.04'.00"	53.59'00"
4	48.03'.00"	54.19'00"	21	48.04'.00"	53.43'00"
5	48.03'.00"	54.17'00"	22	48.19'.00"	53.43'00"
6	48.02'.00"	54.17'00"	23	48.19'.00"	53.33'00"
7	48.02'.00"	54.15'00"	24	48.27'.00"	53.33'00"
8	48.01'.00"	54.15'00"	25	48.27'.00"	53.26'00"
9	48.01'.00"	54.12'00"	26	48.24'.00"	53.26'00"
10	48.00'.00"	54.12'00"	27	48.24'.00"	53.14'00"
11	48.00'.00"	54.07'00"	28	48.19'.00"	53.14'00"
12	47.58'.00"	54.07'00"	29	48.19'.00"	53.04'00"
13	47.58'.00"	54.06'00"	30	48.24'.00"	53.04'00"
14	47.57'.00"	54.06'00"	31	48.24'.00"	53.07'00"
15	47.57'.00"	54.04'00"	32	48.30'.00"	53.07'00"
16	47.56'.00"	54.04'00"	33	48.30'.00"	53.13'00"
17	47.56'.00"	54.02'00"	34	48.32'.00"	53.13'00"
Площадь (без исключения) – 3490,98 кв.км.					

Площадь участка недр за вычетом исключаемых месторождений подземных вод Тайсойганское (Южный участок), Тайсойганское (Восточный участок) и месторождений Каракудук, Айыртау-II составляет – 3366,291 км². Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

В 2024 г. Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» разработан «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Тайсойган-2» (далее – ПРР), которым предусматривалось бурение шести независимых (ОТ-1, ОТ-2, ОТ-3, ОТ-4, ОТ-5, ОТ-6) и шести зависимых скважин на структурах Солтүстік-Шығыс Байзақ, Жарық, Оңтүстік Қазанғап, Оңтүстік Байзақ, Шығыс Қожа, Оңтүстік-Батыс Байзақ с целью изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности отложений мела, юры и

триаса.

Также в 2024 г. разработано «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску УВ на участке Тайсойган-2» (далее – ДПРР), проектом дополнительно предусмотрено бурение двух независимых поисковых скважин ОТ-13 и ОТ-14.

Таким образом, общий фонд независимых поисковых скважин по ПРР и ДПРР составил восемь единиц: ОТ-1, ОТ-2, ОТ-3, ОТ-4, ОТ-5, ОТ-6, ОТ-13 и ОТ-14. Фактически из запланированного объема пробурено три независимые поисковые скважины: ОТ-2, ОТ-3 и ОТ-5 на структурах Жарык, Оңтүстік Қазанғап и Шығыс Қожа соответственно. По результатам бурения признаков УВ не обнаружено.

Учитывая наличие в северо-западной части участка Тайсойган-2 месторождения пресных подземных вод «Тайсойганское», особое внимание при бурении уделялось экологической безопасности. Для выявления и предотвращения возможного негативного влияния на водоносные горизонты вокруг каждой пробуренной поисковой скважины была организована сеть мониторинговых скважин (три мониторинговые и одна наблюдательная). Результаты гидрогеологического мониторинга подтвердили полное отсутствие негативного воздействия на подземные воды в процессе проведения геологоразведочных работ.

Таблица 1.2 – Хронология и оптимизация программы бурения на участке Тайсойган-2

ПРР_2024г.	ДПРР_2024г.	Статус	Переходящий фонд	ДПРР№2_2026г.	Изменение
6 скважин:	+2 скважины				
ОТ-1 (400 м)		Не пробурена	ОТ-1 (400 м)	ОТ-1 (800 м)	углубление на +400 м перенос точки заложения
ОТ-2 (650 м)		Пробурена			
ОТ-3 (1350 м)		Пробурена			
ОТ-4 (450 м)		Не пробурена	ОТ-4 (450 м)	ОТ-4 (1200 м)	углубление на +750 м перенос точки заложения
ОТ-5 (550 м)		Пробурена			
ОТ-6 (400 м)		Не пробурена	ОТ-6 (400 м)	ОТ-6 (600 м)	углубление на +200 м перенос точки заложения
	ОТ-13 (1600 м)	Не пробурена	ОТ-13 (1600 м)	ОТ-13 (1600 м)	отмена бурения (экологический фактор)
	ОТ-14 (800 м)	Не пробурена	ОТ-14 (800 м)	ОТ-14 (800 м)	отмена бурения (экологический фактор)
				ОТ-7 (1600 м)	дополнительное бурение
Общ. метраж: 3800 м	Общ. метраж: 2400 м		Общ. метраж: 3650 м	Общ. метраж: 4200 м	

В связи с получением отрицательных результатов бурения, недропользователем АО «Эмбаунайгаз» принято решение о проведении дополнительного комплекса исследований, превышающего объем минимальной рабочей программы в период разведки. Данные работы включают переобработку и переинтерпретацию имеющихся материалов

сейсморазведки 3D, а также проведение специализированных геоэлектрoхимических исследований.

В результате выполненных работ по переработке и переинтерпретации сейсмических данных пересмотрена структурно-тектоническая модель рассматриваемого участка недр и уточнена морфология выделенных ловушек, а данные геоэлектрoхимических исследований были использованы при комплексном анализе перспективных объектов.

Совместное использование данных сейсмической и геоэлектрoхимической съемок позволило повысить обоснованность оценки вероятности геологического успеха выделенных объектов и провести их ранжирование. В частности, в пределах участка Тайсойган-2 в зонах распространения геохимических аномалий расположены 13 перспективных объектов, включая 4 первоочередных.

Таким образом, результаты геоэлектрoхимических исследований стали дополнительным аргументом при обосновании потенциальной нефтегазоносности выделенных объектов и определении приоритетных ловушек для поисково-разведочного бурения.

Настоящим Дополнением №2 к проекту разведочных работ выполняется:

- Корректировка проектных решений в части изменения местоположения, проектных глубин и целевых структур ранее заложенных, но не пробуренных поисковых независимых и зависимых скважин ОТ-1/ОТ-11, ОТ-4/ОТ-9 и ОТ-6/ОТ-12;
- Предусматривается бурение независимой и зависимой скважины ОТ-7/ОТ-15;
- Отмена бурения скважин ОТ-13 и ОТ-14. Данное решение обосновано тем, что проектные точки находятся в зоне влияния месторождения подземных вод «Тайсойганское».

В рамках настоящего проекта местоположение всех проектных скважин определено с учетом соблюдения жестких экологических требований и на безопасном удалении от границ месторождения подземных вод «Тайсойганское» (Южный и Восточный участки).

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Административно рассматриваемый участок относится к Кызылкогинскому району Атырауской области Республики Казахстан. Ближайший населенный пункт – село Муқыр расположенное в 232 км. от областного центра г.Атырау, с которым село связано автодорогами местного значения. К югу от контрактной территории проходят железнодорожная и автомобильная магистрали «Актобе-Астрахань».

В орогидрографическом отношении территория представляет собой равнину, наклоненную на юг. Уклон равнины прослеживается нечетко, так как ее поверхность осложнена эоловыми формами рельефа. Современный облик территории представляет собой четко выраженный среди морской равнины песчаный пустынный массив. Поверхность его характеризуется чередованием песчаных бугров, барханов с котлованами выдувания и блюдцеобразными понижениями. С северо-востока на юго-запад грядовый рельеф массива пересекается на отдельные блоки древним и ложбинами стока или сухими руслами мелких рек, а также долинами рек Жарыпшикан, Улькенаша и Жаманаша. В западной и южной частях песчаного массива пониженные участки представляют собой такыровидные поверхности, нередко покрытые коркой соли. В целом по массиву гипсометрические отметки уменьшаются с севера на юг от 30-35 до 0-5 м.

Гидрографическая сеть развита слабо, представлена рекой Уил в настоящее время которая находится под угрозой обмеления. В восточной части района протекает река Сагиз, вода которой не пригодна для питья. Река Сагиз на всем протяжении по территории района в течение 11 месяцев не имеет постоянного стока. Пресноводных колодцев мало, дебиты воды в них незначительные.

Животный и растительный мир беден и является типичным для полупустынных зон. Растительный покров представлен, в основном, полынью и ковылями. Животный мир не богат, из крупных животных встречаются сайгаки, волки, лисицы, корсаки. Очень много грызунов. Из птиц встречаются степные орлы, дрофы, куропатки.

Климат района резко континентальный, засушливый. Отрицательные среднемесячные температуры преобладают с ноября по март, положительные с апреля по октябрь. Максимальная температура воздуха плюс 43°C, минимальная минус 37°C.

Лето на большей части территории жаркое и продолжительное. Повсеместно средняя температура июля (самого жаркого месяца) не ниже 25°C.

Среднее годовое количество осадков изменяется от 131 до 327 мм, при средних многолетних значениях 206 мм.

Рассматриваемая территория располагает большими энергетическими запасами ветра. Характерны сильные ветры и бури. На большей части территории средняя годовая скорость ветра составляет 3-6 м/с. В северной части области в течении года наблюдаются одинаково часто ветры всех восьми основных направлений.

Перевозка буровых бригад, технического персонала и грузов осуществляется по асфальтированным и грунтовым дорогам.

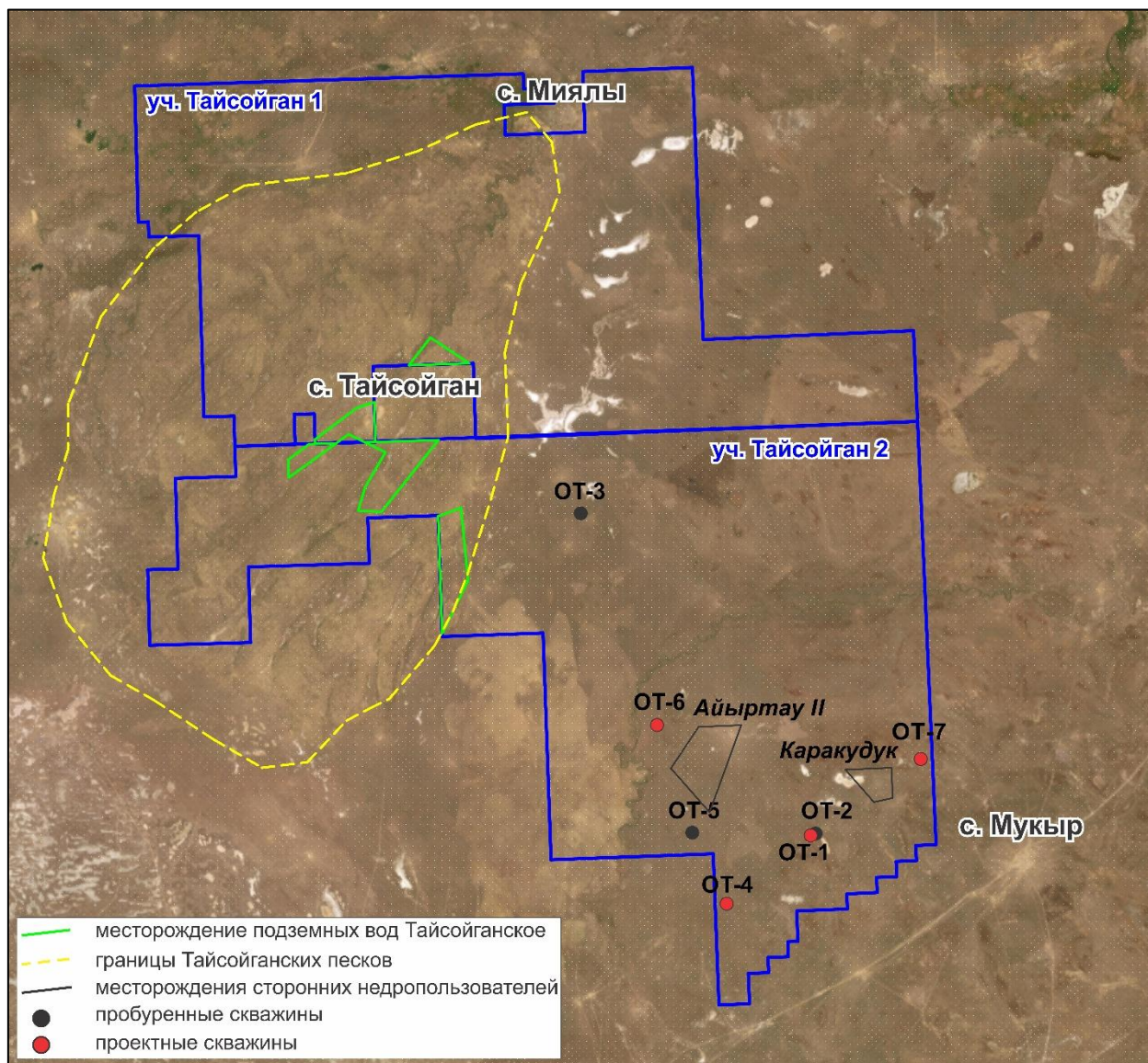


Рис.2.1 - Обзорная карта района работ

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Геологические исследования на рассматриваемом участке (ранее блок Тайсойган) начались еще в начале прошлого века с использованием отдельных гравиметрических маршрутов. В последующие периоды, в том числе в 1930-х и позднее, проводились комплексные геологические съемки различного масштаба на перспективных участках блока, включая картировочное бурение, гравиметрические и магнитометрические измерения. Кроме того, было проведено обширное поисковое бурение.

В период с 1932 по 1933гг. были обнаружены первые гравиметрические минимумы на участках Уаз и Кондыбай в результате маршрутной гравиметрической съемки.

В 1941-1942гг., была проведена топогеодезическая съемка в масштабе 1:100000, которая послужила основой для составления планшета геологического картирования. Сведения о гравитационном поле и тектонике поверхности соли были получены начиная с 1960г., в результате исследования гравиметрических партии 40/60, 40-43-49/62, 43/77 Гурьевской геофизической экспедиции. Такие работы позволили получить более детальное представление об особенностях гравитационного поля и структурной геологии на участках Уаз и Кондыбай.

На наиболее перспективных участках была проведена площадная съемка методом МОВ. В послевоенные годы начали проводиться более планомерные гравиметрические и сейсмические исследования методами МОВ и МПВ.

Эти работы позволили более детально изучить гравитационное поле блока Тайсойган и выявить повсеместное развитие соляных куполов. Сейсмические работы на блоке в основном проводились методом МОВ. В результате были созданы структурные карты по отражающим горизонтам: VI (кровля соли), V (кровля триасового комплекса) и III (кровля юрских отложений) в присводовых и сводовых частях соляных куполов.

С 1970-х годов было быстро внедрено применение сейсморазведки МОГТ в модификации 2Д, а затем 3Д. Это значительно повысило эффективность поисковых работ, позволив более точно изучать надсолевые и подсолевые отражающие горизонты.

В 1982г. сейсмической партией 4/82 треста «Эмбанефтегеофизика» редкой сетью профилей была изучена южная часть купола Уаз. В результате освещено строение надсолевой толщи, построены структурные карты по III, V отражающим горизонтам, структурные схемы по горизонтам VI, РТ₁, РТ₂, карты изохрон по II₁ отражающему горизонту.

В 1987г. Гурьевской геофизической экспедицией (с/п 17/87-89) проводились сейсмические исследования МОГТ в комплексе со структурным бурением в межкупольных

зонах Котыртас С. – Карашказган – Кумкудук – Кожа – Уаз – Жартобе. В результате проведенных работ изучено геологическое строение надсолевого комплекса, характеризующегося структурными картами и схемами по отражающим горизонтам III, V, VI, PT₁ и PT₂.

В 1990-91гг. ПГО и «Аэрогеология» проводились региональные геолого-геофизические исследования методами наземной проверки объектов, выявленных на основе дешифрования материалов аэрокосмических съемок с целью выяснения их геологической природы и поискового значения на нефть и газ на территорию листов М-40-XXV, М-40-XXI в масштабе 1:200000, в результате чего составлены сводные геологические и структурные карты масштаба 1:200000 по материалам групповых геологических съемок масштаба 1:50000 и дополнительных геолого-геофизических исследований и построений 1989-1991гг. Выявлено 19 первоочередных нефтегазоперспективных площадей на структурах Тамдыколь, Егизкара, Барлыбай С-3., Саркумак Вост., Айыртау I, Айыртау II, Кавловской, Саратсай, Каратау, Самай, Косбатыр, Барлыбай Юж., Кемершй, Каракемир, Каракудук. Составлены паспорта на структуры Барлыбай Южный, Самай (Камысколь), Айыртау II и Каракудук, Барлыбай Северо-Западный, Каратау, Тамдыколь и другие. На структурах Айыртау I, Айыртау II было проведено разведочное бурение в объеме 10 скважин. В результате на площади Айыртау установлены опробованием продуктивные горизонты в отложениях нижнего мела в скважине №3. На структуре Каракудук было пробурено 7 поисковых скважин, результаты бурения были отрицательными.

В 1993г. компания "ЭНГФ" провела сейсмические исследования методом МОГТ с/п 3/92-93. В результате этих работ были обнаружены структуры примыкания надсолевых отложений юго-восточного крыла купола Кондыбай, северо-восточного и южного крыльев купола Уаз. Это послужило основой для дальнейших детализационных исследований. Структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI и PT были построены в масштабе 1:50000.

В 1995г. с/п 3/95-96 АО "ЭНГФ" провела сейсморазведочные работы методом МОГТ на куполах Кондыбай, Уаз, Кожа, Матин. Эти работы позволили расширить представление о геологическом строении купола Матин и уточнить глубинное строение куполов Кондыбай, Уаз, Кожа, а также прилегающих к ним межкупольных зон. В результате были построены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI и PT в масштабе 1:50000. Также были представлены рекомендации о необходимости глубокого поисково-разведочного бурения на структурах Кондыбай, Уаз и Матин (южное крыло).

В 1997г. сейсмической партией 3/95-96 АО «Эмбаунайгеофизика» подготовлен паспорт на структуру Уаз на проведение поисково-разведочного бурения.

В 1998г. на куполе Кондыбай был отработан сейсмический профиль 099811 с целью уточнения направления высокоамплитудной ступени субширотного простирания, и с учетом полученных результатов были подготовлены паспорта на структуру Кондыбай, которые были представлены с целью подготовки к глубокому поисково-разведочному бурению, а также было выполнено дополнение к паспорту.

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

В 1998г. с/п 9/98 ОАО «Эмбанефтегеофизика» проводились детальные сейсмические исследования на площади Казанкап. В результате проведенных работ выявлена тектонически экранированная структура по надсолевым отложениям и рекомендовано поисковое бурение. Были пробурены две глубокие поисковые скважины. По заключению ГИС продуктивные пласты в разрезах скважин не выделены.

В 1999г. с/п 3/99 ОАО "Эмбанефтегеофизика" провело поисковые работы на участках куполов Бажир, Кондыбай, Уаз, Кныш, Туманша и Шыгынколь, общим объемом 200 пог. километров. В результате изучено строение надсолевой толщи и построены структурные карты по II, III, V, VI и РТ отражающим горизонтам в масштабе 1:50000 и рекомендовано бурение поисковых скважин на структурах Бажир и Уаз.

В 1999г. начались глубокие буровые работы на структурах Кондыбай и Уаз. Общий объем поисково-разведочного бурения на этих площадях составил 3685 м.

В пределах юго-восточного крыла Кондыбай пробурены 4 поисковые скважины №1,3,4 и 5 одна разведочная скважина №7. По результатам бурения установлена нефтегазоносность среднеюрских отложений на юго-восточном и северо-восточном блоках.

Поисково-разведочные работы на площади Уаз были выполнены в 1999г. бурением семи скважин с целью выяснения перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений по «Проекту поисково-разведочных работ» и продолжены в 2000г. согласно «Дополнения к проекту поисково-разведочных работ». В результате бурения поисково-разведочных скважин № 4, 11, 12, 14 были обнаружены залежи нефти и газа небольших

размеров в меловых и среднеюрских отложениях.

В 2000г. ОАО «Эмбанефтегеофизика» отработано 185 пог. км сейсмопрофилей на солянокупольных структурах Барлыбай Северо-Западный, Кондыбай (восточное поле юго-восточного крыла), Уаз (юго-западное крыло и восточное поле южного крыла), Кныш (западное крыло) с целью подготовки под поисковое бурение на нефть и газ. В результате проведенных работ были составлены паспорта для бурения поисковых скважин. Выявлены нефтеперспективные объекты в отложениях пермотриаса. Анализ ранее известных триасовых залежей показывает, что продуктивные горизонты в большинстве своем приурочены к отложениям среднего триаса и расположены они не на своде, а на периферии солянокупольных структур.

В 2002г. проведены поисково-рекогносцировочные геоэлектрические работы на площадях Уаз, Кондыбай и Бажир. В состав работ входила геоэлектрическая съемка масштаба 1:25000 и электрорезонансное зондирование (ЭОЗ) в центральных частях электрических аномалий типа нефтегазовая залежь. Результаты электроразведочных работ в целом оказались положительными и совпали с данными сейсморазведки.

В 2011г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был разработан «Проект поисковых работ на юге разведочного блока Тайсойган», согласно которому в том же году сейсморазведочной партией №1 ТОО «Гео Энерджи Групп» на структурах Уаз и Кондыбай проведены сейсморазведочные работы 3D МОГТ. Площадь полнократной съёмки структуры Уаз составила 68 км², на структуре Кондыбай 82 км². Обработка и интерпретация этих материалов 3D сейсмических работ выполнены в том же году АО «Геостан». В результате составлены структурные карты в масштабе 1:25000 по отражающим горизонтам III, IV, V, T₃, T₂, T₁, VI, а также карты изопахит и изохрон, являющиеся геоструктурной моделью изученных солянокупольных структур.

В 2012г. ТОО «Гео Энерджи Групп» разработало «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D-МОГТ на блоке Тайсойган (структура Бажир, восточное крыло)». В результате проведенных 3D исследований в объеме полной съемки 157,78 км² детально изучено геологическое строение осадочного чехла в стратиграфическом диапазоне от артинских до нижнемеловых отложений, выделены и прослежены отражающие горизонты и дизъюнктивные нарушения в средне триасовом, юрском и меловом интервалах разреза. Произведена оценка ресурсов выявленных ловушек.

В 2013г. сейсмической партией №4 ТОО «Гео Энерджи Групп» на юго-западном и северо-восточном крыльях структуры Уаз была проведена сейсморазведка 3D. Площадь полнократной съемки составила 172,8 км². Обработка и интерпретация сейсмического материала выполнена в ТОО «Петролеум Гео Сервисез (Казахстан)» в 2014г. Были

построены структурные карты по III, IV, V, T1, T2 и VI отражающим горизонтам в масштабе 1:25000. В результате этих работ выявлены перспективные объекты в отложениях мела, юры и триаса. В южной части юго-западного крыла выявлена локальная структурно-седиментационная структура по кровле среднего триаса.

В 2014г. на структуре Уаз пробурена скважина У-2, фактический забой - 1175м. Скважиной вскрыты отложения от неоген-четвертичных до кунгурской соли включительно. Испытанием в колонне из скважины У-2 получены притоки нефти с водой в отложениях триаса.

В 2016г. разработан «Проект оценочных работ по блоку Тайсойган (площадь Уаз)», утвержденный письмом Комитета геологии №27-5-579-и от 28.03.2016г., в котором было запроектировано в период 2016-2017гг. бурение 5-ти оценочных скважин на северо-западном крыле структуры Уаз. В результате бурения скважин №23 и №26 открыто месторождение Северный Уаз.

В 2016г. на площади Тайсойган проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)» на основании Договора №957-112, заключенного между АО «Эмбаунайгаз» и ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)». В результате проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д было отработано 500 полнократных пог. км или 686,1 общих пог. км (13750 ПВ, 27493ПП). Способ возбуждения упругих колебаний – вибрационный, вибратор KZ-28-LF. Система наблюдений состояла из 480 активных каналов, интервал между пунктами приёма (ПП) 25 м, между пунктами возбуждения (ПВ) 50 м, симметричная система наблюдений. Регистрация данных осуществлялась сейсмостанцией INOVA-G3i. Тип геофонов JF-20DX 10Hz. На площади 2Д отработано 113 скважин МСК.

В 2017г. ТОО «Резервуар Ивэльюэйшн Сервисис» провела работу по детализации геологического строения месторождений Уаз и Кондыбай на основе качественной переработки сейсморазведочных данных МОГТ 3Д, проведенных в разные годы с комплексной интерпретацией сейсмических и скважинных материалов для выявления новых перспективных объектов в надсолевом разрезе.

В 2019г. на площади Тайсойган проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 5600 км^2 компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)». Сейсмические исследования МОГТ 3Д проводились с целью изучения структурно-тектонических особенностей площади, уточнения геологического строения надсолевого (триас и юрско-меловые отложения) и внутрисолевого комплексов блока Тайсойган и обоснования постановки на них поисково-разведочного бурения, выявления новых перспективных ловушек для поиска залежей нефти и газа.

В 2020г. с целью изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности отложений мела, юры и триаса в ТОО «Профешинал Гео Солюшинс Казахстан» проведена обработка и интерпретация геофизических данных 3D МОГТ площадью 5600 км² полнократных покрывающих оба участка Тайсойган-1 и Тайсойган-2.

В результате выполненных работ специалистами ТОО «Профешинал Гео Солюшинс Казахстан» было выделено 38 перспективных ловушек. Из них в юре – 1, триасе – 19, пермотриасе – 18. Из-за размыва меловых и юрских отложений в сводовых частях куполов, основная часть ловушек выявлена в отложениях триаса и пермотриаса. Из большого количества выделенных объектов, рекомендованных для бурения по результатам обобщения и анализа представленных материалов, 9 ловушек отнесены к первоочередным объектам поисково-разведочных работ, 29 ловушек отнесены ко второй группе перспективных, но при этом весьма рискованных объектов.

В 2024 году ТОО «Атыраугидрогеология» выполнило «Комплексное изучение гидрогеологического состояния перспективных участков недр для проведения геологоразведочных работ», в рамках данной работы были пробурены восемь разведочных гидрогеологических скважин для получения параметров и изучения качества подземных вод.

В 2026 году ТОО «Профешинал Гео Солюшинс Казахстан» выполнило переобработку и переинтерпретацию имеющихся сейсмических данных 3D на площади 2581 кв. км. Применение современных технологий обработки позволило сохранить динамическую характеристику разреза, значительно улучшить прослеживаемость тектонических нарушений и пересмотреть структурно-тектоническую основу участка недр.

Кроме того, компанией «Nostrum Oil & Gas» PLC был реализован комплекс геоэлектрохимических исследований, в ходе которых отобрано 5768 проб. По результатам камеральной интерпретации полученных данных была произведена оценка потенциала структур, ранее выделенных на этапе сейсмической переинтерпретации.

На основе выполненного комплекса сейсмических и геоэлектрохимических исследований была актуализирована геологическая модель участка недр, проведена переоценка перспективности ловушек и заново определены приоритетные целевые объекты для постановки поискового бурения.

Геофизическая изученность участка Тайсойган-2 приведена в таблице 3.1.1.

Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды блока Тайсойган приведены в таблице 3.1.3.

3.2 Геоэлектрохимические исследования

В целях повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ на территории геологических отводов Тайсойган-1, Тайсойган-2 и группы месторождений Уаз был реализован комплекс геоэлектрохимических исследований. Полевые изыскания включали отбор 5 768 проб почвы по сети 1х1 км в рамках общего полигона и с детализацией до 500х500 м в пределах ранее выявленных сейсмических структур. Лабораторно-аналитический комплекс базировался на извлечении легкоподвижных форм элементов-спутников углеводородов методами ТМГМ и МДИ, а также определении концентраций термодесорбированных углеводородных газов. В результате обработки был сформирован многомерный массив данных, характеризующий каждую точку отбора по 51 физико-химическому и геохимическому показателю.

Комплексная интерпретация геохимических данных, высокая информативность которых была предварительно подтверждена на эталонных объектах группы месторождений Уаз, позволила выделить 19 комплексных аномалий, предположительно связанных с углеводородными скоплениями. На основе полученных результатов была проведена разбраковка потенциальных ловушек, выделенных по сейсмическим материалам. Установлено, что из 40 проанализированных структур перспективными могут считаться только 13. Дополнительный анализ 64 сейсмических профилей позволил оценить качество ловушек на предмет сохранности залежей и выявить 7 новых потенциальных объектов, пространственно приуроченных к зонам геохимических аномалий.

Ключевым геологическим результатом проведенных исследований стало установление региональной закономерности увеличения площади неглубоко залегающих соляных куполов в северном направлении. Этот фактор предопределяет наиболее высокие перспективы обнаружения залежей углеводородов в южной части блока Тайсойган-2 и в районе группы месторождений Уаз, к которым приурочены все геохимические аномалии первого ранга.

В качестве методической основы при прогнозной оценке использовались устойчивые поисковые признаки эталонного месторождения Северный Уаз. Дополнительно применялись геохимические критерии изменения коллекторских свойств: в геохимических полях зафиксирована четкая закономерность резкого ограничения аномальных областей элементов-спутников нефти зонами концентрации элементов-антагонистов. В целом, результаты исследований не только обеспечили ранжирование сейсмических структур, но и доказали эффективность применения глубинной геохимии в качестве опережающего инструмента на стадии геологического изучения недр для выделения перспективных участков.

Таблица 3.1.1 - Геофизическая изученность участка Тайсойган-2

№ п/п	Виды работ. Организация, проводившая работы	Начало работ	Объем проведенных работ	Основные результаты работ
1	2	3	4	5
1	Гравиметрическая съемка, трест «Эмбанефть»	1932г.	Изучение строения района	Выявлен ряд локальных минимумов силы тяжести (Матенкожа и пески Тайсойгана).
2	Гравиметрическая съемка	1932-1933гг.	Изучение общего гравитационного поля	Выявлены гравиметрические минимумы Уз, Кондыбай
3	Топогеодезическая съемка	1941-1942гг.	Топогеодезическая съемка в масштабе 1:100000	Планшет геологического картирования
4	Гравиметрические, вариометрические съемки, трест «Казахстаннефтегеофизика»	1958г.	Обобщение по ранее выполненным работам.	Гравиметрические карты аномалий силы тяжести в масштабе 1:200000; выделены новые локальные минимумы силы тяжести.
5	Гравиметрические партиями 40/60, 43-44-49/62, 43/77 ГГЭ	с 1960г.		Получены более детальное представление об особенностях гравитационного поля и структурной геологии на участках Уз и Кондыбай.
6	Сейсморазведка	с 1970г.	Внедрено применение сейсморазведки МОГТ в модификации 2Д, а затем 3Д.	Значительно повысило эффективность поисковых работ, позволив более точно изучать надсолевые и подсолевые отражающие горизонты.
7	Сейсморазведка 4/82 трест «ЭНГФ»	1982г.	Изучена очень редкой сетью профилей южная часть купола Уз.	Построены структурные карты по III, V отражающим горизонтам, схемы по горизонтам VI, PT ₁ , PT ₂ , карты изохрон по II ₁ отражающему горизонту.
8	Сейсморазведка 17/87-89	1987г.	МОГТ 2Д в комплексе со структурным бурением в межкупольных зонах Котыртас С. –Карашказган–Кумкудук–Кожа–Уз–Жартобе.	В результате проведенных работ изучено геологическое строение надсолевого комплекса, которое характеризуется структурными картами и схемами по отражающим горизонтам III, V, VI, PT ₁ и PT ₂ .
9	Сейсморазведка 3/92-93 АО «ЭНГФ»	1993г.	Проводились сейсмические исследования МОГТ в объеме 424 пог.км.	Выявлены структуры примыкания по надсолевым отложениям юго-восточного крыла купола Кондыбай, северо-восточного и южного крыльев купола Уз. Были построены структурные карты по III, V, VI и PT отражающим горизонтам в масштабе 1:50000.
10	Сейсморазведка 3/95-96 АО «ЭНГФ»	1995г.	МОГТ 2Д 497, 47пог.км на куполах Кондыбай, Уз, Кожа, Матин.	По результатам построены структурные карты в масштабе 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, VI и PT. Было рекомендовано глубокое поисковое бурение на структурах Кондыбай, Уз и Матин (южное крыло).
11	Сейсморазведка 3/95-96 АО «Эмбаунайтегеофизика»	1997г.		Подготовлен паспорт на структуру Уз, подготовленную сейсморазведкой МОГТ к глубокому поисково-разведочному бурению.

Продолжение таблицы 3.1.1

№ п/п	Виды работ. Организация, проводившая работы	Начало работ	Объем проведенных работ	Основные результаты работ
1	2	3	4	5
12	Сейсморпация 3/99 АО «Эмбанефтегеофизика»	1999г.	На участках куполов Уз, Бажир, Кондыбай, Кныш, Туманша и Шыгыноколь проводились поисковые работы объемом 200 пог.км.	В результате изучено строение надсолевой толщи и построены структурные карты по II, III, V, VI и РТ отражающим горизонтам в масштабе 1:50000 и рекомендовано бурение поисковых скважин на структурах Бажир и Уз.
13	Сейсморпация 3/99 АО «Эмбанефтегеофизика»	1999г.	МОГТ 2Д в объеме 172 пог.км. на участке куполов Бажир Восточный, Уз, Барлыбай СЗ.	В результате были подготовлены надсолевые структуры Бажир Вост. и Уз Сев. -Вост.
14	АО «Эмбанефтегеофизика»	2000г.	На структурах Барлыбай Северо-Западный, Кондыбай, Уз, Кныш (западное крыло) было отработано 185 пог.км	В результате проведенных работ были составлены паспорта для бурения поисковых скважин. Выявлены нефтеперспективные объекты в отложениях пермотриаса.
15	Геоэлектрическая съемка и электрорезонансное зондирование (ЭОЗ)	2002г.	Геоэлектрическая съемка масштаба 1:25000 и электрорезонансное зондирование на площадях Уз, Кондыбай и Бажир.	Результаты электроразведочных работ в целом оказались положительными и совпали с данными сейсморазведки.
16	Сейсморпация №1 ТОО «Гео Энерджи Групп»	2011г.	Площадь полнократной съемки структуры Уз 68 кв. км ² . Площадь полнократной съемки структуры Кондыбай 82 км ² . В этом же году АО «Геостан» выполнены обработка и интерпретация сейсмических данных 3D.	По сейсмическим данным 3D построены сейсмогеологические модели осадочной толщи площадей исследований Кондыбай и Уз. Выполнен анализ прогнозной эффективности применения AVO инверсии на площадях Уз, Кондыбай.
17	ТОО «Гео Энерджи Групп»	2012г.	«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D-МОГТ на блоке Тайсойган (структура Бажир, восточное крыло)»	Детально изучено геологическое строение осадочного чехла в стратиграфическом диапазоне от артинских до нижнемеловых отложений, выделены и прослежены отражающие горизонты и дизъюнктивные нарушения в средне триасовом, юрском и меловом интервалах разреза. Произведена оценка ресурсов выявленных ловушек.
18	Сейсморпация №4 ТОО «Гео энерджи Групп»	2013г.	Площадь полнократной съемки структуры Уз 172,8 км ² . В 2014г. ТОО «Петролеум Гео Сервисез (Казахстан)», были выполнены обработка и интерпретация сейсмических данных 3D.	По результатам выполненных работ построены структурные карты по III, IV, V, T ₁ , T ₂ и VI отражающим горизонтам в масштабе 1: 25000.

Продолжение таблицы 3.1.1

№ п/п	Виды работ. Организация, проводившая работы	Время начала и окончания работ	Объем проведенных работ	Основные результаты работ
1	2	3	4	5
19	ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги Казахстан»	2016г.	В северной и центральной частях блока Тайсойган проведены сейсморазведочные работы 2Д МОГТв объеме 500 км ² . Обработка и интерпретация сейсмических данных 2Д выполнена ТОО «Петролеум Гео Сервисез (Казахстан)».	По результатам выполненных работ построены структурные карты по III, IV, V, T ₁ , T ₂ и VI отражающим горизонтам в масштабе 1: 25000.
20	ТОО «Резервуар Ивэлюэйшн Сервисис»	2017г.	Детальная переинтерпретация материалов сейсморазведки 3D на месторождениях Уз и Кондыбай (блок Тайсойган).	Получены новые данные о геологическом строении месторождений и прилегающих к ним территорий, определены перспективы южной части блока Тайсойган в пределах площадей 3D, отработанных на месторождениях Кондыбай и Уз.
21	ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)»	2019г.	Полевая сейсморазведочная работа МОГТ 3D в объеме 5600 км ²	Изучены структурно-тектонических особенностей площади, уточнены геологические строения надсолевого (триас и юрско-меловые отложения) и внутрисолевого комплексов блока Тайсойган.
22	ТОО «Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»	2020г.	Обработка и интерпретация геофизических данных 3D МОГТ площадью 5600 км ²	В результате выполненных работ было выделено 38 перспективных ловушек. Также в ходе работы список первоочередных поисково-разведочных объектов дополнен 11 ловушками в надсолевом комплексе, выделенными специалистами КМГИ.
23	ТОО «Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»	2026г.	Переобработка и переинтерпретация геофизических данных 3D МОГТ площадью 2581 км ²	В результате выполненных работ пересмотрена структурно-тектоническая модель рассматриваемого участка недр, скорректирована морфология выделенных ловушек и проведена переоценка их перспективности
24	«Nostrum Oil & Gas» PLC	2026г.	Отобрано 5 768 проб почвы, проведены лабораторные и аналитические работы	Выполнены геоэлектрхимические (МДИ, ТМГМ) и геохимические исследования. Построены карты распределения комплексных показателей («Сумма ПУВ», «Mult МДИ+ТМГМ»). Выделены прямые аномалии типа «залежь» и локализованы перспективные объекты.

Таблица 3.1.2 – Изученность площади глубоким бурением

№№ пп	№ скважин, наименование площади	Категория скважины	Дата бурения (начало/конец)	Проектная глубина, м/горизонт	Фактическая глубина/горизонт	Конструкция скважины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояния скважины (ликвидированная, законсервированная)
1	ОТ-2, Жарық	Поисковая	27.12.2024/ 25.01.2025	650/кунгур	675/кунгур	Направление, Ø323,9мм Кондуктор, Ø244,5мм Эксп. Колонна, Ø168,3мм	Ликвидирована по геологическим причинам по категории I пункта «а», без спуска эксплуатационной колонны
2	ОТ-3, Оңтүстік Қазанғап	Поисковая	01.02.2025/ 03.04.2025	1350/кунгур	1274/кунгур	Направление, Ø323,9мм Кондуктор, Ø244,5мм Эксп. Колонна, Ø168,3мм Искусственный забой (ЦКОД)	Ликвидирована по геологическим причинам по категории I пункта «а»
3	ОТ-5, Шығыс Қожа	Поисковая	11.02.2025/ 06.03.2025	550/кунгур	431/кунгур	Направление, Ø323,9мм Кондуктор, Ø244,5мм Эксп. Колонна, Ø168,3мм Искусственный забой (ЦКОД)	Ликвидирована по геологическим причинам по категории I пункта «а»

Таблица 3.1.3 - Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды на рассматриваемом участке

№№ п/п	Виды работ	Количество проектных скважин с проектными глубинами	Результаты и состояние работ на площади
1	2	5	6
1.	1999г. «Проект поисково-разведочных работ»	Бурение двух поисковых (№ 4, 9) и пять разведочных (№10, 11, 12, 13, 14) скважин.	В поисково-разведочных скважинах №4,10,11,12,14 были выявлены залежи нефти в нижнемеловых и среднеюрских отложениях на западном блоке южного крыла структуры Уаз. Первооткрывательницей месторождения является скважина №4, где при опробовании отложений средней юры в интервале 530-533м получен приток нефти и воды на 5 мм штуцере дебитами 10,8 и 3,4 м³/сут. соответственно.
2.	1999г. «Дополнению к проекту поисково-разведочных работ»	Бурение четыре поисковых скважин (№1,3,4 и 5) и одной разведочной скважины (№7)	В среднеюрских отложениях были выявлены залежи нефти и газа в небольших количествах. Первооткрывательницей месторождения Кондыбай является скважина №4, где в 1999 году при испытании перфорированного интервала 476-480м в отложениях средней юры был получен приток нефти.
3.	2006-2007гг. «Проект разведки структуры Уаз»	Бурение пяти разведочных скважин (№15,16,17,18,19)	Уточнено строение всех продуктивных горизонтов западного блока.
4.	2006-2007гг. «Проект разведки месторождения Кондыбай»	Бурение две скважины (№6, 8)	После испытания и получения положительных результатов скважины законсервированы до организации промысла.
5.	2007-2009гг. «Проект пробной эксплуатации месторождения Уаз»	Бурение три опережающе-добывающих скважин (№30,31,32)	Уточнено геологическое строение всех нефтяных горизонтов западного блока.
6.	2007-2011гг. «Проект пробной эксплуатации» на месторождении Кондыбай	Бурение одной разведочной скважины (№13) и одной опережающе-добывающей скважины (№20)	
7.	2012-2013г. «Проект поисковых работ по блоку Тайсойган (площадь Уаз)	Бурение две скважины (У-1 и У-3)	Вскрыли нефтяные пласты в отложениях нижнего мела, средней юры и триаса, и тем самым была доказана нефтеносность восточного блока.
8.	2014г. «Проект поисковых работ по блоку Тайсойган (площадь Уаз)	Бурение скважины (У-2)	Испытанием в колонне из скважины У-2 получены притоки нефти с водой в отложениях триаса.
9.	2017г. «Проект оценочных работ по блоку Тайсойган (площадь Уаз)»	Бурение две разведочных скважин (№23,26)	Открыто месторождение Северный Уаз
10.	2024г. «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Тайсойган-2»	Бурение 6 поисковых скважин: ОТ-1, ОТ-2, ОТ-3, ОТ-4, ОТ-5, ОТ-6	Пробуренны 3 поисковые скважины: ОТ-2, ОТ-3 и ОТ-5 без признаков УВ.
11.	2024г. «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску УВ на участке Тайсойган-2»	Бурение 2 поисковых скважин: ОТ-13, ОТ-14	

Сейсмическая изученность уч. Тайсойган-1 и Тайсойган-2

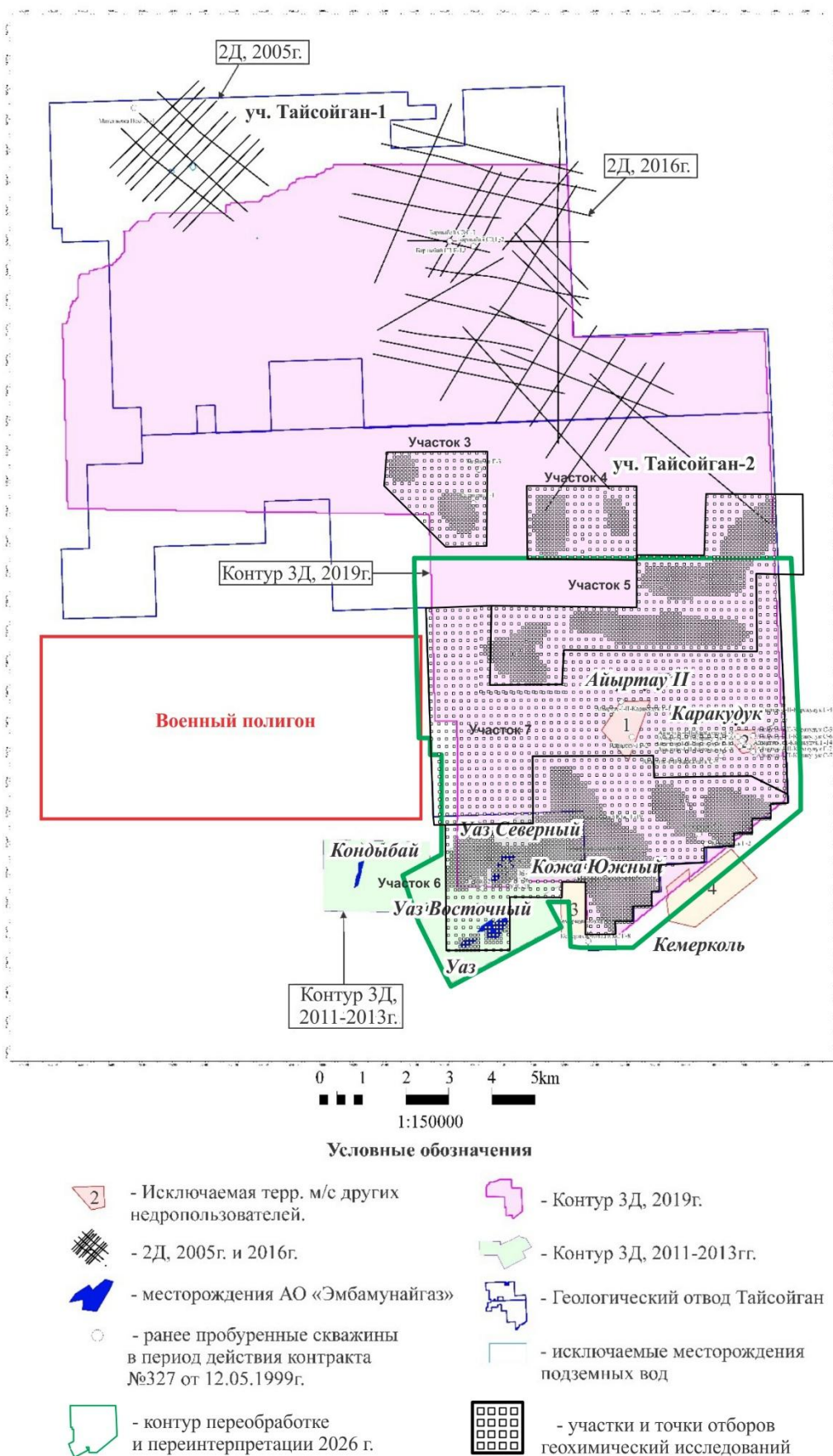


Рис. 3.1.1 - Схема сейсмической изученности

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Осадочный чехол участка Тайсойган-2 представлен тремя литолого-структурными комплексами: подсолевым, солевым и надсолевым.

В подсолевом комплексе объединены докунгурские отложения от позднепермского до артинских включительно, мощность которых составляет 10-13 км. Подсолевые отложения в пределах исследуемой территории залегают на глубинах 8-9 км и бурением не вскрыты.

К соленосному относится толща гидрохимических осадков мощностью до 3 км, обусловившая формирование солянокупольных структур. Современный мощный соленосный комплекс достигает локально 9-10 км.

Надсолевой комплекс включает отложения от верхнепермских до четвертичных включительно. Мощность его варьирует от 0,1 км на сводах куполов до 7-7,5 км в межкупольных депрессиях. В надсолевом комплексе выделяются три структурных этажа, границами раздела которых выступают поверхности размыва, стратиграфические или угловые несогласия. Нижний из них сформирован верхнепермскими и триасовыми отложениями, средний - юрскими, меловыми и палеогеновыми комплексами пород, а верхний (покровный) - практически не дислоцированными верхнемиоценовыми, палеоценовыми и четвертичными согласно залегающими образованиями.

Обобщённая литолого-стратиграфическая колонка надсолевых отложений участка Тайсойган-2 представлена на рисунке 4.1.1.

Литолого-стратиграфическое строение разреза представлено на основе данных месторождений Уаз и Кондыбай, а также уточнено по результатам исследования керна скважин ОТ-2 и ОТ-3 пробуренных в пределах участка Тайсойган-2.

Пермская система – Р

Нижний отдел - Р1, Кунгурский ярус - Р1к

Литологический разрез кунгурского яруса представлен двумя толщами: нижней – галогенной и верхней – сульфатно-терригенной (кепрок). Галогенная толща сложена каменной солью серовато-белой, кристаллической, мелко- средне- крупнокристаллической. Сульфатно-терригенная толща представлена ангидритами темно-серыми, мелко и тонкокристаллическими, крепкими. Причем толща кепрока вскрывается не во всех соляных куполах. Вскрытая бурением соленосная толща кунгурского яруса на структуре Уаз составляет 48 м, на структуре Кондыбай – 58 м.

Пермотриас – РТ / Триасовая система – Т

Отложения пермотриаса представлены глинами с прослоями песков, песчаников.

Глины темно-зеленые, зеленые, красновато-коричневые, плотные, местами аргиллитоподобные, песчанистые, известковистые, слюдистые, с включением обуглившихся растительных остатков и отпечатками раковин.

Пески серые, с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, слюдистые, уплотненные. Песчаники зеленовато-серые, средне- и мелкозернистые, слюдистые. Вскрытая толща пермотриаса на площади Уз варьирует от 157 до 201 м, на структуре Кондыбай - от 100 (скв. №5) до 172 м (скв. №4). Непосредственно в пределах участка Тайсойган-2 отложения триасовой системы уверенно вскрыты скважинами ОТ-2 и ОТ-3.

По данным скв. ОТ-2 (инт. 300,00-538,00 м) отложения среднего и верхнего триаса представлены двумя литологическими толщами. Верхняя толща сложена переслаиванием глинисто-алевритистой породы (глины светло-серые с зеленоватым и красновато-коричневым оттенками) со светло-серыми алевролитами. Нижняя толща преимущественно представлена серыми и светло-серыми мелко- и среднезернистыми кварцево-полевошпатовыми песчаниками хорошей сортировки с тонкими пропластками темно-серой глины.

В скв. ОТ-3 (инт. 1160,00-1178,00 м) отложения норийско-ретского яруса верхнего отдела триаса представлены переслаиванием темно-серых глин, светло-серых алевролитов и светло-серых кварцево-полевошпатовых песчаников с включениями зерен кальцита, пирита и углефицированного материала. Для пород характерна косо-горизонтальная слоистость.

Юрская система – J

Нижний отдел - J1

Отложения нижней юры представлены чередованием глин, песчаников и песков. Глины темно-серые, плотные, алевритистые, тонкослоистые, слюдистые с включением обуглившихся растительных остатков. Пески серые, со слабым зеленоватым оттенком, мелкозернистые, слюдистые, уплотненные, с редкими прослоями бурого угля. Вскрытая толща на структуре Уз в скв. №4 равна 55 м, на структуре Кондыбай – 68 м.

Средний отдел – J2

Представлен чередованием глин, песчаников и песков. Глины буровато-серые и темно-серые с буроватыми и зеленоватыми оттенками плотные, песчанисто-алевритистые, с включением обуглившихся растительных остатков и тонкими прослоями бурого угля. Пески голубовато-зеленовато-серые, тонко и мелкозернистые, глинистые, слабо уплотнённые с включением мелких обуглившихся растительных остатков.

Песчаники темно-серые, зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, крепкие,

слюдистые, с включением обуглившихся растительных остатков. Вскрытая толща среднеюрских отложений от 267 (скв.№4) до 282 м (скв.№9) на структуре Уаз и от 283 м (скв.№4) до 342 м (скв.№3) на структуре Кондыбай.

В пределах участка Тайсойган-2 по результатам палинологического анализа керна скв. ОТ-3 (инт. 900,00-909,00 м) выделены отложения аален-байосских ярусов средней юры. Разрез представлен переслаиванием темно-серых глин, светло-серых алевролитов и мелко-среднезернистых светло-серых кварцево-полевошпатовых песчаников с включением чешуек слюды. Характерна горизонтально-волнистая, линзообразная, а местами фразерная и перекрестная слоистость, частично разрушенная биотурбацией. На сколах глин наблюдаются зеркала скольжения.

Верхний отдел – J3

Верхнеюрский разрез представлен глинами, известняками и мергелями. Глины темно-серые, плотные, известковистые. Известняки серые, крепкие, скрытокристаллические, с отпечатками раковин. Мергели зеленовато-серые, крепкие, слюдистые, с включениями обломков раковин. Вскрытая толща верхнеюрских отложений на структуре Уаз в скв.№9 равна 57 м. Вскрытая толща верхнеюрских отложений на структуре Кондыбай в скв.1 равна 55 м.

Меловая система – К

Нижний отдел – K1, неокомский подъярус – K1ne

Отложения неокома в составе валанжин-готерив и барремского ярусов представлены переслаиванием глин, песчаников и песков. Глины зеленовато-серые, пестроцветные, плотные, с прослоями аргиллита и мергеля. Песчаники зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, крепкие, известковистые. Пески темно-зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, плотные, алевролитистые. Вскрытая толщина неокомского подъяруса на обеих структурах в пределах 130 м.

Аптский ярус – K1a

Отложения аптского яруса представлены глинами, песчаниками и песками. Глины темно-серые до черных, плотные. Песчаники серые и темно-серые, тонко- и мелкозернистые, крепкие, известковистые с включениями обломков раковин. Вскрытая толщина апта как на площади Уаз, так и на структуре Кондыбай в пределах 80-120 м. Альбский ярус – K1a1 Альбские отложения представлены чередованием глин, песков и песчаников. Глины темно-серые, плотные, известковистые, алевролитистые, с включениями ОРО и обломков раковин.

Пески и песчаники зеленовато-серые, мелко- и тонкозернистые, глинистые, известковистые. Толща альбских отложений вскрыта на глубину 190 м.

По скважине ОТ-3 (инт. 453,70-475,00 м) участка Тайсойган-2 отложения альбского яруса литологически представлены переслаиванием глинисто-алевритовой породы с преобладанием серых и коричнево-серых кварцево-полевошпатовых песчаников. Песчаники от мелко- до крупнозернистых, с примесью гравия и конгломератов, слюдистые, участками рыхлые. Глины и алевриты имеют темно-серый и светло-серый цвет со светло-зеленым оттенком. В породах отмечается волнообразная слоистость и вкрапления углефицированного материала.

Верхний отдел – K2

Верхнемеловые отложения представлены глинами, песками, мергелями. Глины темно-серые и зеленовато-серые, песчанистые, плотные. Мергели светло-зеленовато-серые, плотные, местами мелоподобные. Пески зеленовато-серые. Вскрытая толщина на структуре Уаз-90 м, на площади Кондыбай в скв. №3 равна 75 м.

Неоген-четвертичная система – N+Q

Толща сложена глинами, суглинками и песками, серовато-бурыми, желтовато-серыми, известковистыми. Вскрытая мощность толщи неоген-четвертичных отложений 20-40 м.

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

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ				

Рис. 4.1.1 - Обобщенная литолого-стратиграфическая колонка

4.2 Тектоника

Тектонически район исследований расположен на юго-восточной части центральной зоны Прикаспийского бассейна. Данный бассейн представляет собой наиболее погруженную часть южной окраины Восточно-Европейской платформы. В общих чертах его можно классифицировать как платформенную структуру с осадочным чехлом огромной мощности. Для него характерны широкое развитие соляной тектоники и большая глубина залегания подсолевых палеозойских отложений. По особенностям рельефа поверхности фундамента Прикаспийский бассейн представляет собой крупную отрицательную структуру. Вместе с тем его фундамент разбит на ряд относительно протяженных, приподнятых и опущенных блоков.

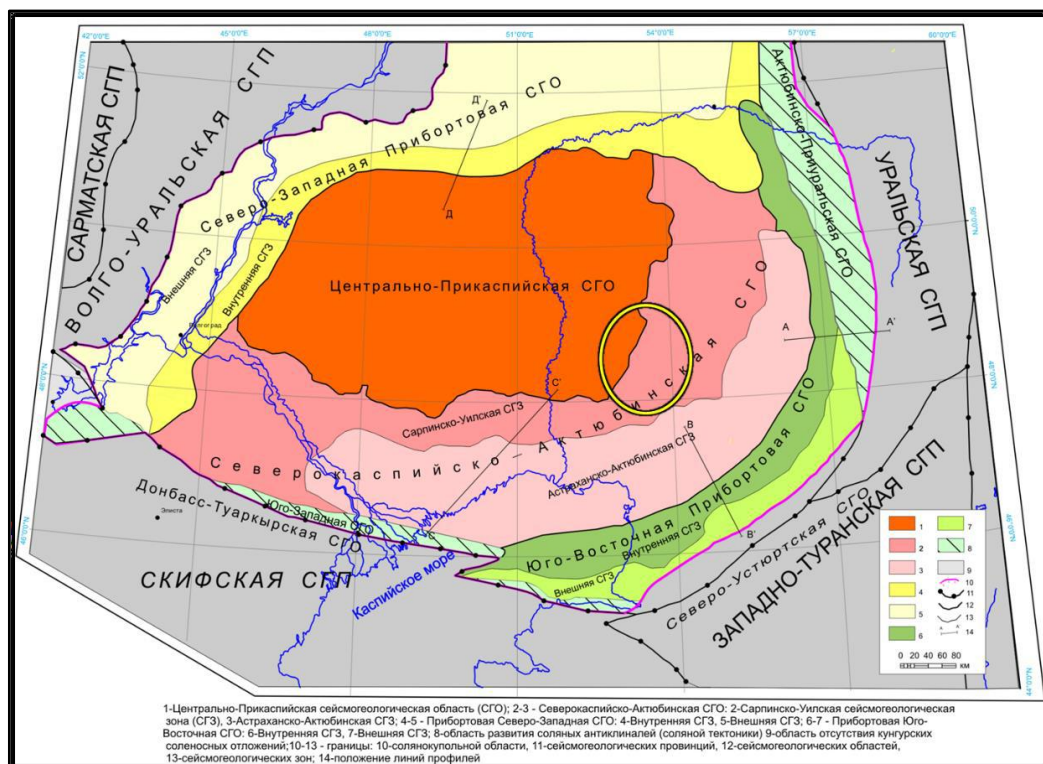


Рис. 4.2.1 – Схема районирования структурно-дислокационного сейсмокомплекса прикаспия (Ю.А.Волож и др.) *Примечание: желтым цветом выделено примерное положение площади Тайсойган.*

Именно с некоторыми из них и связана площадь исследований, которая находится в пределах Верхнеуильского и Верхнесагизского блоков фундамента. Данные блоки осложнены, в свою очередь, выступами и разрывными нарушениями.

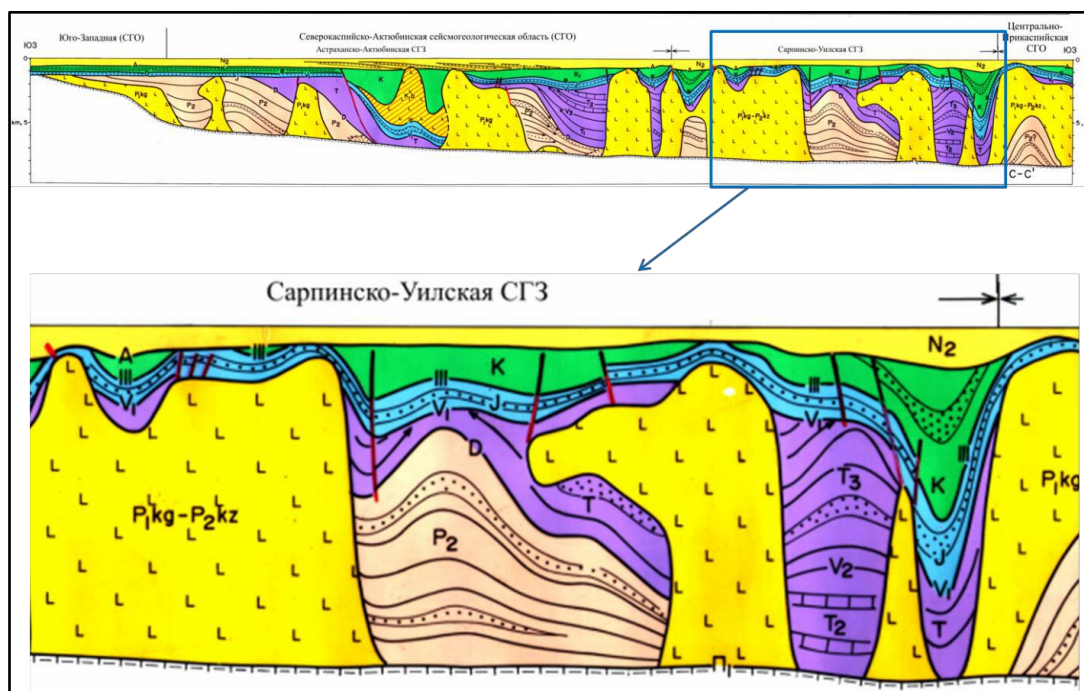


Рис. 4.2.2 – Регионально геологический разрез С-С' в Северокаспийско-Актюбинской сейсмогеологической области (Ю.А. Волож и др.).

Примечание: синим полигоном выделена область с аналогичными сейсмогеологическими условиями.

В строении платформенного чехла участвуют три структурных комплекса: подсолевой, солевой и надсолевой.

Породы подсолевого комплекса вскрыты рядом глубоких скважин и на востоке, и на юге впадины они имеют преимущественно терригенно-карбонатный состав, а на севере и западе – карбонатный. Возраст их от девона до нижней перми (без кунгурского яруса).

Солевой комплекс сложен каменной солью кунгурского возраста, образующей многочисленные соляные массивы, валы и гряды разнообразного строения и размеров. В пределах Прикаспийской впадины соленосные отложения образуют ядра соляных куполов, штоки, соляные перешейки и карнизы. Сейсморазведкой поверхность соли (отражающий горизонт VI) уверенно следует в сводовых и присводовых участках куполов.

Мощность соли на куполах достигает 6-7 тыс.м и уменьшается в межкупольных зонах или глубоких «бессолевых» мульдах вплоть до полного выклинивания.

По результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных в рельефе кровли соли выделяются соляные купола Балгут, Шығанкол, Тайсойган, Тайсойган Западный, С.З. Барлыбай, Барлыбай, Барлыбай Ю, Қазылғансор, Биркембир, Казангап, Байзак Северный, Байзак Юго-Западный, Тобекмола, Байзак Южный, Айыртау, Каракудук, Кожа, Кожа Южный, Кемерколь. Все они в плане простираются с северо-востока на юго-запад и повсеместно по периферии ограничены крутыми уступами (склонами) соли. На рисунке 4.2.3 представлено сравнение структурных карт по ОГ VI после переобработке и переинтерпретации 2026 г.

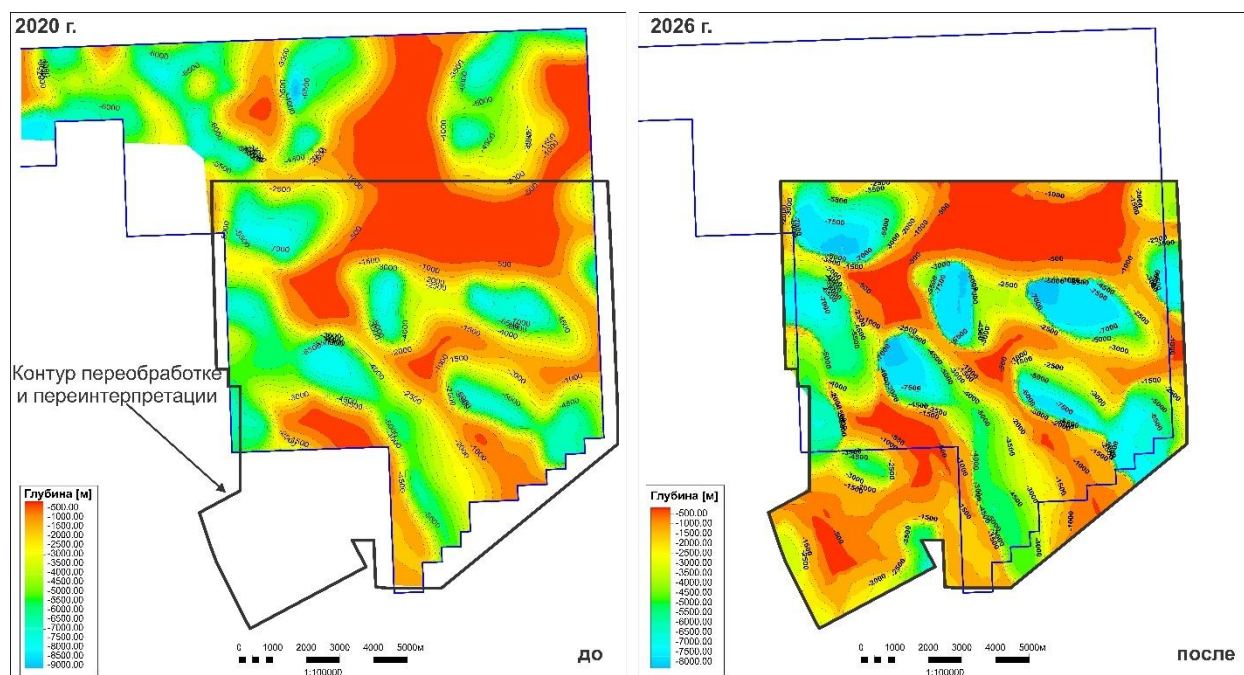


Рис. 4.2.3 - Структурные карты по ОГ VI кровле кунгурских отложений

Структурный план надсолевого комплекса определяется характером поведения поверхности соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми. Внедрение соляных

Строение надсолевого комплекса характеризуется отражающими горизонтами III и V, стратиграфический приуроченными, соответственно, к подошве неокома и поверхности пермтриаса. Общая вскрытая мощность надсолевого комплекса в некоторых наиболее прогнутых мульдах в центральной части впадины достигает 6000 м (Аралсорская СГ-1). Однако, часть этой мощности является компенсированной в результате оттока соли из междупольных зон в ядра солянокупольных структур и поэтому не соответствует амплитуде прогибания фундамента за верхнепермско-мезозойско-кайнозойское время. На рисунке 4.2.4 представлено сравнение структурных карт по ОГ V после переобработке и переинтерпретации 2026 г.

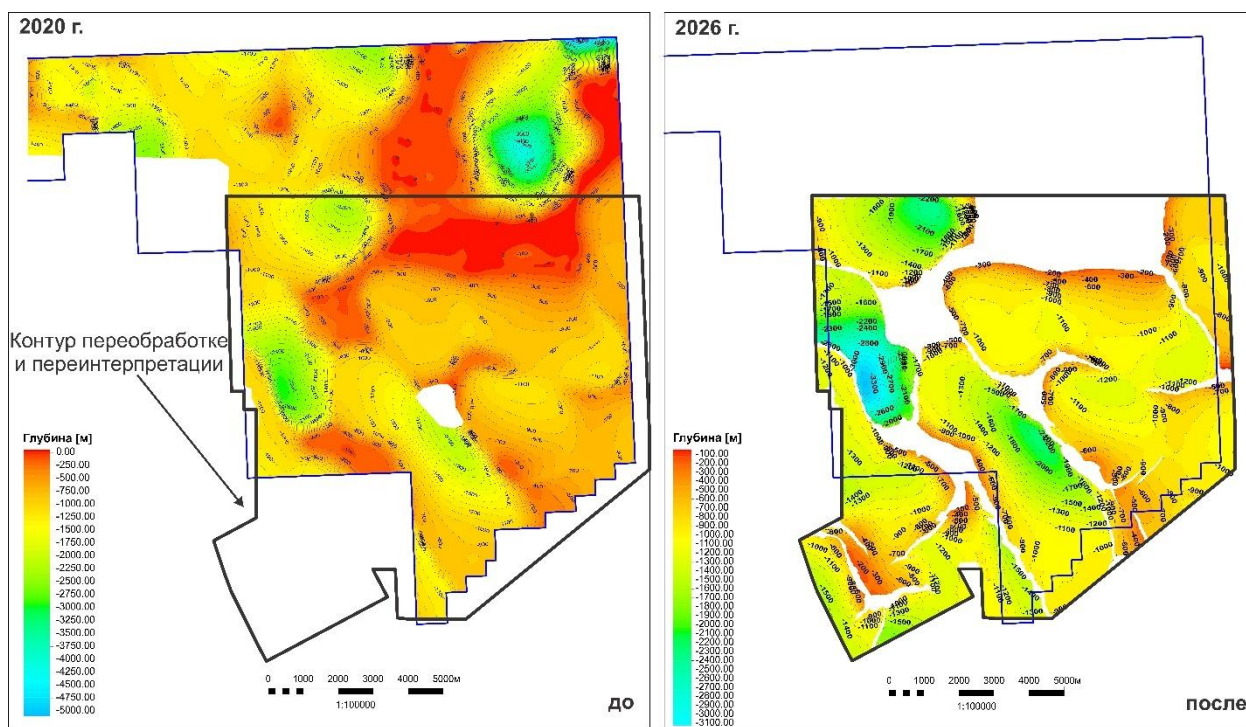


Рис. 4.2.4 - Структурная карта по ОГ V подошва юрских отложений

Характерной особенностью комплекса является повсеместное развитие солянокупольных структур. Пластовая соль, которая залегает согласно с вмещающими породами, обычно развита в прибортовых зонах. Литологические разрезы неоднородны, и, как правило, обогащены ангидритовыми прослоями.

Соляные купола представляют собой одиночные диапировые внедрения соли в надсолевую толщу, высота которых колеблется от 500 – 1000 м на бортах и до 8-9 тыс.м в центре впадины, однако для Прикаспийской впадины характерно практически отсутствие одиночных куполов. В основном, они соединяются между собой в соляные гряды или сливаются в единый купол-гигант (соляной массив). На рисунке 4.2.5 представлено сравнение структурных карт по ОГ III после переобработки и переинтерпретации 2026 г.

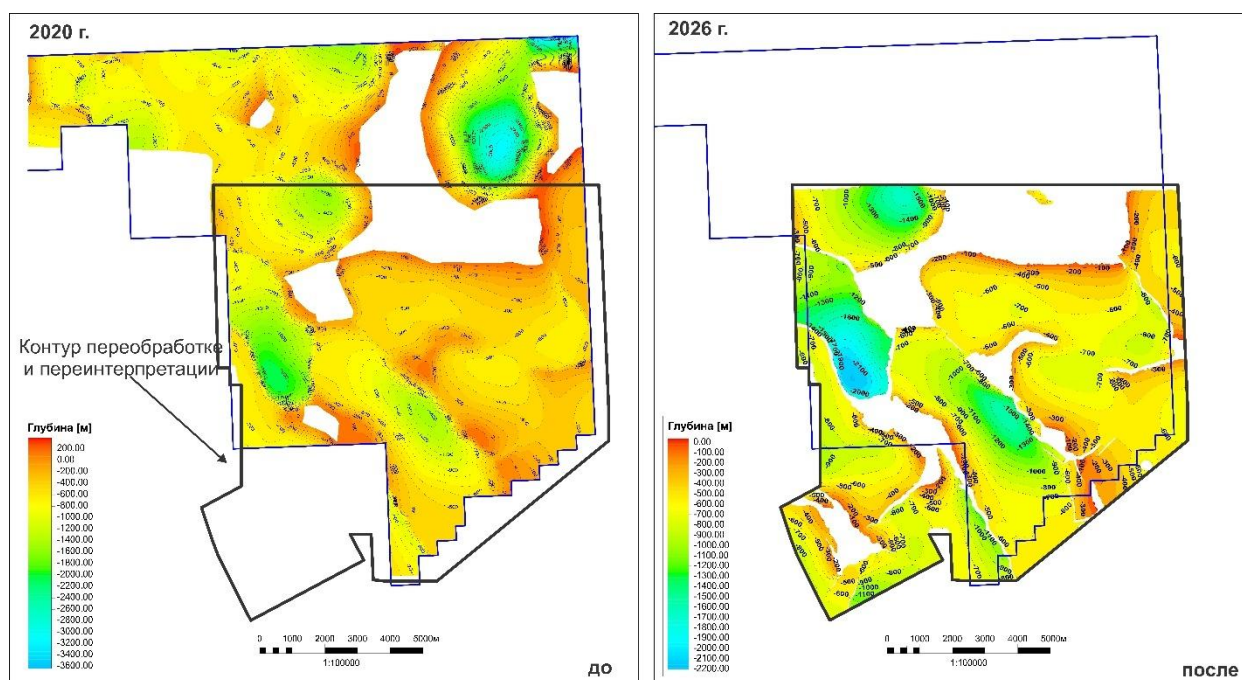


Рис. 4.2.5 - Структурная карта по ОГ III подошва меловых отложений

Купола разделяют на три типа: непрорванный, скрытопрорванный и прорванный.

Для непрорванных куполов характерны слабая пликативная дислоцированность отложений триаса и сохранение всей перекрывающей купол последовательности пород от триаса до кайнозоя.

Скрытопрорванные купола отличаются прорывом соли на различную стратиграфическую высоту в толщу мезозоя, вызвавшим сокращение, а иногда отсутствия триасовых образований на вершинах куполов и налегание на соль пород юры и мела.

Для прорванных куполов типичен выход вершины куполов под неоген-четвертичный чехол или на дневную поверхность. Особая разновидность соленосных скоплений – соляные перешейки – узкие протяженные соляные диапировые валы или стенки, соединяющие соляные купола. В ряде случаев соляные перешейки могут представлять собой скопления соли в узких глубоких каньонах, сформированных в

результатах специфического развития межкупольных депрессий.

Составные элементы строения куполов и перешейков – свод, периферия, крутой склон, карниз соли, внутрикупольное пространство. С ними связаны соответственно надсводовые, периферийные, прикупольные, подкарнизные и межсолевые ловушки и залежи.

Под надсводовыми структурами понимаются структуры, приуроченные к верхней поверхности купола: от максимально приподнятой точки до границы крутого погружения купола в межкупольное пространство.

Периферийные объекты объединяют в класс поднятий, расположенных вдоль крутых уступов соли выше плоскости поверхности купола и образованных за счет краевых эффектов на границе двух разноплотностных сред, коими являются соляной купол и межкупольная депрессия, выполненная терригенно-карбонатными отложениями.

Вдоль крутых уступов соляных куполов установлено два класса структур. Первые выделяют при экранировании пород под горизонтально- полусферическими пластами соли, связанными с куполами и простирающимися в межкупольное пространство карнизами, второй – при примыкании к склону купола пород, заполняющих межкупольные пространства.

Межсолевой класс структур контролируется формированием пластов- резервуаров между разновозрастными соленосными толщами, продуктивными на севере Прикаспийской впадины.

Межкупольная депрессия представляет собой пространство, ограниченное по периметру крутыми склонами куполов и перешейков. В них выявлены структурные формы, не испытывающие непосредственного влияния соляных куполов и которые целесообразно выделить в самостоятельный класс межкупольных поднятий.

Ловушки, связанные с простирающимися субпараллельно борту тектоническими нарушениями, имеют небольшие размеры (1-3 x 0,5-1 км) и амплитуды (30-502 м), и погребены они под верхнеюрскими породами.

К непрорванным куполам приурочен лишь надсводовый тип ловушек. Эти купола развиты в прибортовых зонах впадины, выражены по надсолевым отложениям в виде антиклиналей полного контура как ненарушенных (Прорва Западная), так и нарушенных сбросами (Прорва Центральная и Восточная). Размеры ловушек по длинной и короткой осям (2x1) – (6x3) км, амплитуды 20-50 м по III отражающему горизонту. В них сосредоточены наиболее крупные по запасам месторождения нефти, причем в количественном отношении они ограничены. Размещение их предполагается в пределах акватории моря на продолжении Прорвинского вала.

Все типы ловушек на территории участка Тайсойган-2 связаны со скрытопрорванными и прорванными куполами и перешейками.

В период формирования надсолевого комплекса неоднократно изменялись палеогеографическая обстановка и интенсивность проявления тектонических движений, что обусловило накопление различных по литолого-фациальной характеристике и мощности отложений, а также периодическое обновление структурных планов. В надсолевом разрезе выделяется три структурных этажа и каждый этаж делится на структурные ярусы.

Структурный этаж представляет собой толщу пород, характеризующуюся единым циклом осадконакопления и общим структурным планом, отображающим крупные этапы осадконакопления и крупные этапы тектонических движений, часто совпадающих с фазами роста солянокупольных структур. Этажи отделены друг от друга региональными, угловыми и стратиграфическими несогласиями.

Нижний структурный этаж включает осадки верхней перми и триаса, средний – осадки юры, мела и палеогена и верхний – неоген и четвертичные образования.

Нижний структурный этаж. Основанием для включения отложений верхней перми и триаса в один структурный этаж послужило следующее. Во-первых, хотя между пермью и триасом, возможно, и существует некоторое несогласие, отмечаемое в присводовых частях куполов, структурные планы их совпадают. Во-вторых, породы верхней перми и триаса, за исключением баскунчакской серии, по литофациальной характеристике идентичны и представлены в континентальных и лагунно-континентальных фациях. В третьих, тектонические движения, обусловившие этап роста соляных куполов Прикаспийской впадины, начавшиеся в верхней перми, продолжались и в триасовое время. Этот факт позволяет говорить о едином верхнепермско-триасовом этапе роста соляных куполов.

Существенное влияние на структурный план пермотриасового этажа оказала соляная тектоника. Отложения поздней перми и триаса почти полностью прорваны соляными штоками. Этот процесс привёл к образованию изолированных мульд, называемых меж купольными депрессиями или зонами, глубоко погруженными в толщу соли.

Отложения нижнего этажа по сейсмическим данным представлены серией косослоисто залегающих отражающих горизонтов, индексируемых как РТ – I, II, n горизонты. Они не имеют определенной стратиграфической или литологической привязки и, обычно, испытывают воздымания в направлении одного из куполов, окружающих мульд. При этом вследствие изменения углов падения горизонтов отмечается дивергентное их схождение и формирование вдоль линии их контакта с куполом

благоприятных структурных форм. Такие участки выделены на Алимбае, Есболае (южное крыло), Камысколь Южный (западное крыло), Дуйсеке (южное крыло), Кульсары (восточное крыло), Косчагыл (южное крыло). Наряду с этим типом структур в пределах межкупольных зон устанавливаются ловушки, связанные с верхнепермско-триасовыми останцами (выступами), развитыми вдоль склонов соляных куполов и перекрытых субгоризонтально залегающими соляными толщами, так называемыми соляными карнизами.

На определенных этапах галокинеза над периферийными участками вершин ядер соляных куполов или соляными «карнизами» образуются надсводовые мульды оседания, по периметру которых формируются остаточные выступы гидрохимических образований, осложненные плоскостями оползней. Тела оползней, сложенные сохранившимися от размыва сероцветными терригенно - карбонатными породами среднего триаса, содержат в себе пласты пород – коллекторов (Сев. Котыртас, Орысказган, Жанаталап Восточный, Таскудук Западный и др.).

На временных разрезах соляные карнизы, выделенные гравirazведкой, не подтверждаются. Но, гравirazведочные исследования способствуют выделению бессолевых мульд, которые создают условия для миграции нефти и газа из подсолевых отложений; и выявляют закономерность в ориентации соляных куполов, связанная с направлением региональных тектонических разломов.

Средний структурный этаж включает отложения юрской, меловой и палеогеновой систем. По условиям осадконакопления и залегания он подразделяется на три структурных яруса: юрский, меловой, палеогеновый. Меловые отложения залегают на породах юрского структурного яруса с региональным перерывом, выраженным на сводах соляных куполов угловыми несогласиями. Между меловыми и палеогеновыми структурными ярусами несогласия не наблюдается, но осадки их приурочены к различным циклам седиментации. Меловые осадки соответствуют трансгрессивному, а палеогеновые – регрессивному циклам, что позволило отнести их к различным структурным ярусам.

Как показывает литолого-фациальный анализ, формирование осадков среднего структурного этажа происходило преимущественно в морских мелководных, реже морских глубоководных и лагунно-континентальных условиях. Последние условия осадконакопления преобладали в среднеюрское время, о чем говорит наличие пластов и пропластков автохтонных углей в разрезе среднеюрской толщи. Мелководные морские условия существовали в нижнемеловое, палеогеновое и периодически в среднеюрское и верхнемеловое время. Для мелководных морских осадков характерна выдержанность литолого-фациального состава на значительном расстоянии. Наиболее выдержаны по

площади и служат реперами при корреляции разрезов мергели верхнего оксфорда, песчаный горизонт нижнего апта, глинистая толща среднего альба. В завершающие этапы формирования осадков структурных ярусов морской бассейн, видимо, достигал значительной глубины, в результате чего происходило накопление известняков и мела (волжский, кампанский, маастрихтский ярусы).

Накопление осадков среднего структурного этажа носило сложный характер. Наблюдается смена обширных продолжительных трансгрессий регрессиями, сопровождающимися перерывами в осадконакоплении. Такие крупные перерывы регионального характера зарегистрированы в конце юры и палеогена.

На формирование и структурный план юрско-палеогенового комплекса сильное влияние оказало дальнейшее развитие соляного тектогенеза. В результате юрские, меловые и палеогеновые толщи осадочных пород на сводах куполов сильно дислоцированы, смяты в складки. Последние разбиты сбросами, разделяющими солянокупольные структуры на отдельные крылья, поля и блоки.

4.2.1 Влияние тектонических процессов на развитие грязевых вулканов и формирование надсолевых залежей

Оценка типа УВ возможно заполняющих выявленные объекты произведена на основе определения современных температур нефтематеринских пород и возможным путям миграции УВ по данным структурных карт и глубинным сейсмическим профилям, пересекающим соответствующие структуры. Главными предположениями для прогноза вероятности успеха обнаружения залежей нефти по выявленным структурам являются следующие наблюдения и предположения. Современные температуры были рассчитаны для подсолевых отложений по условно выделенному ОГ П2 – кровля визея нижнего карбона и башкирского яруса среднекаменноугольных пород (C1v-C2b). Температурный градиент был принят равным - 1,8°C/100 м. Температуры по условной поверхности ОГ П2 определены в диапазоне от 140°-170°C, что соответствует концу нефтяной и началу газовой стадии зрелости нефтематеринских (НМП) пород. Таким образом, предполагается, что все выявленные надсолевые ловушки будут содержать залежи нефти (в случае их сохранности).

Для прогнозирования перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений была принята модель генерации и миграции нефти из подсолевых в надсолевые отложения основанная на анализе наблюдений по данным сейсморазведки 3D по площади работ и по смежным регионам Прикаспийской впадины. Так по ОГ П1, на участке работ выделяются многочисленные эрозионные формы рельефа необычной изометричной формы размерами от 3х4 км до 8х14 км и глубиной от 200 м до 800 м (Рис. 4.2.6).

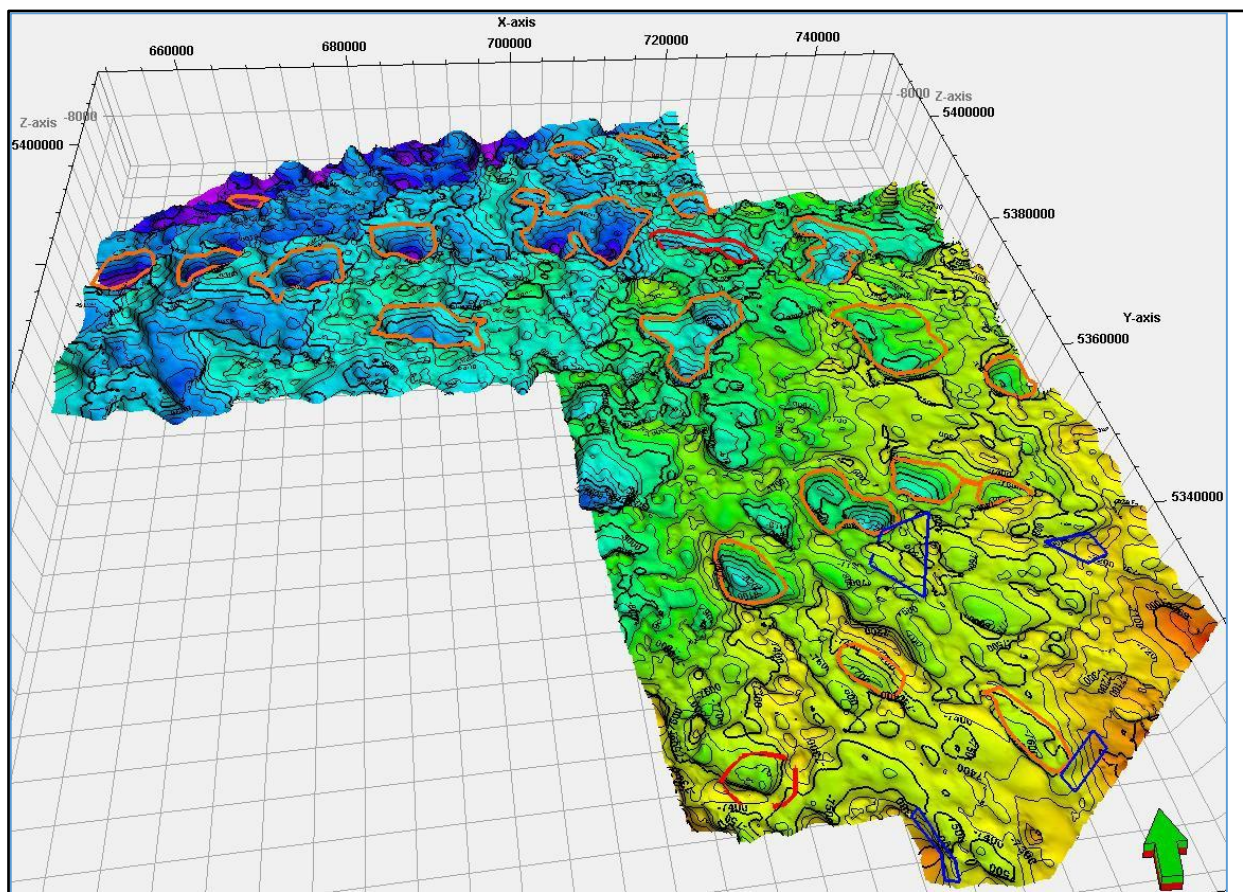


Рис. 4.2.6 – Структурная карта по ОГ П1 с эрозионными формами предполагаемых размывов жерл грязевых палеовулканов (отмечены красными полигонами)

Эрозионные формы подобные наблюдаемым по ОГ П1 изометричным воронкам в подсолевых отложениях, наблюдаются в рельефе современного дна южной части Каспийского моря. Так, над одним из крупнейших грязевых вулканов в мире и одновременно гигантским газоконденсатным месторождением Шахдениз, выделяется огромная эрозионная впадина. Для понимания природы подобных эрозионных впадин ниже приведен фрагмент статьи о природе грязевых вулканов, геология которых подробно изучена в пределах Южно-Каспийской впадины в Азербайджане и Туркменистане.

«Миграционные процессы и формирование залежей УВ на больших глубинах связаны с межформационной (межэтажной) пульсационно-инъекционной субвертикальной миграцией по плоскостям проводящих дизъюнктивов, зонам повышенной трещиноватости и разуплотнения, контактов диапировых внедрений, эруптивам грязевых вулканов, лито-фациальным несогласиям и другим нарушениям сплошностей пород, осуществляющейся синхронно с активизацией палео- и неотектонических процессов. Миграция флюидов вырабатывает в осадочном чехле субвертикальные каналы, заполненные разуплотненным осадочным материалом (Рис. 4.2.7). В зависимости от интенсивности и времени миграции, степень разуплотнения и консистенция осадочного

материала меняются. Эти особенности отражаются на сейсмических диаграммах в виде различных «сейсмических имиджей».

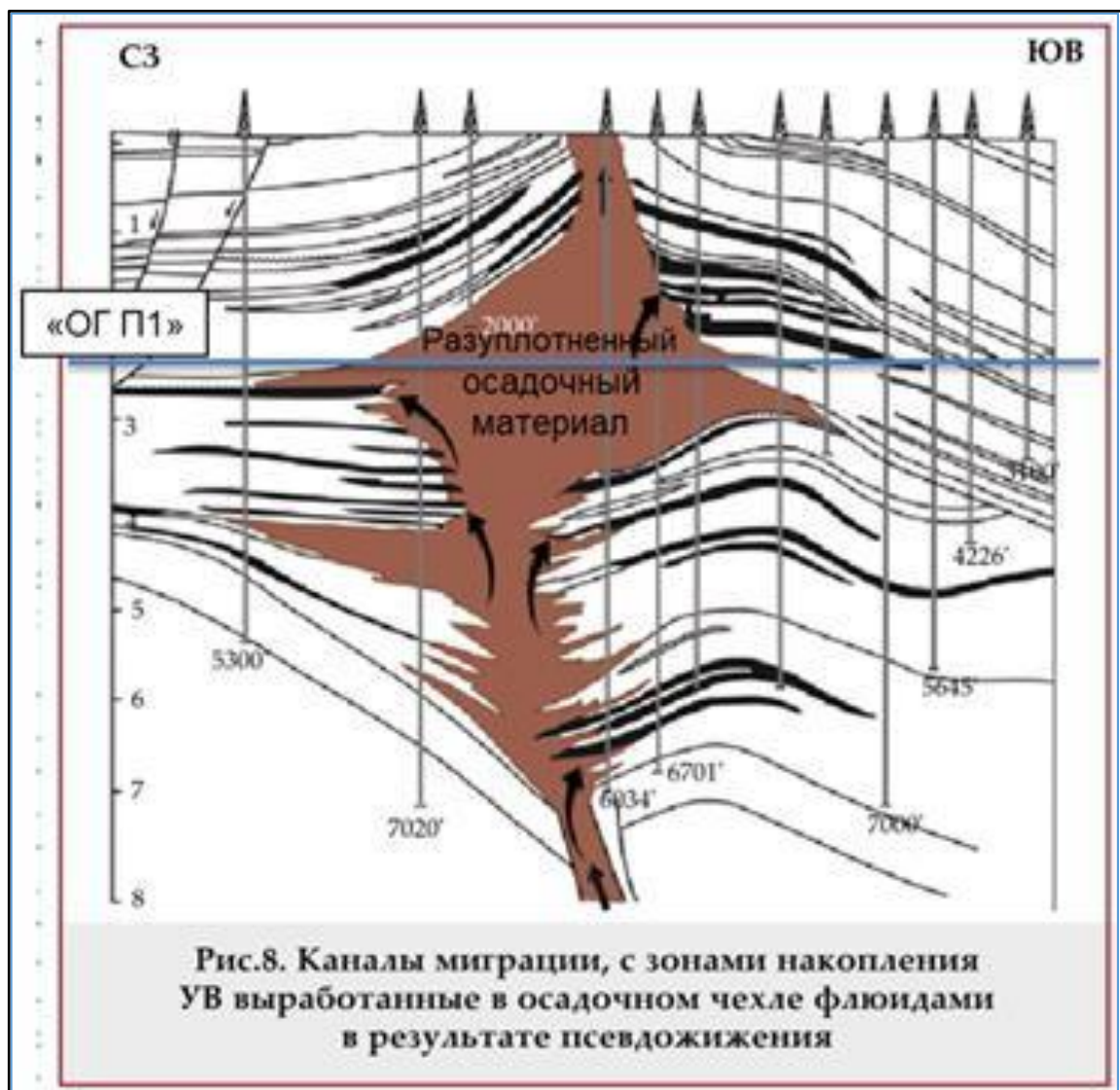


Рис. 4.2.7 – Геологический разрез через грязевой вулкан (Апшерон) – как пояснение к наблюдаемым изометричным эрозионным формам по ОГ П1

В отличие от традиционных, сверхглубокие УВ системы характеризуются специфическими структурными особенностями зон накопления и миграции флюидов. В частности, результатами комплексного изучения шельфа мирового океана сейсмическими методами и сверхглубоким бурением выявлены значительные субвертикальные и субгоризонтальные геологические тела, фиксируемые на сейсмических и акустических профилях как зоны потери информации (хаотического расположения отражающих границ) и сложенные в значительной степени разуплотненными горными растворами. Такие тела в большом количестве и различных размеров выявлены в Каспийском, Охотском, Баренцевом, Черном и других морях, причем большинство из них на поверхности связаны с крупными грязевыми вулканами фокусированными интенсивными выходами УВ.

Грязевой вулкан Шахдениз находится в южной части Каспийского моря немного южнее Бакинского архипелага. Вулкан сопряжен с одноименным газоконденсатным месторождением и является одним из крупнейших в мире. В современном рельефе дна моря вулкан выражен как удлинённый изометричный замкнутый со всех сторон каньон, по форме соответствующий линейно вытянутой положительной структуре погребённого глиняного диапира. Каньон не является классическим подводным эрозионным врезом, сформированным за счёт сноса пород, а скорее всего является огромной воронкой размыва неустойчивых пород диапира, залегающих ниже дна моря. Во время трансгрессии моря произошёл, не только размыв сводовой части вулкана, но и погружённых сочленённых с ним пород его жерловой доли (Рис. 4.2.7), первоначально сложенных текучими, преимущественно разжижёнными глинами, насыщенными водой и газом.

Предполагается, что в пределах погружённых частей Прикаспийской впадины, включающей в себя и площадь работ, где нижнепермская моласса представлена в основном глинами, в предкунгурское время был развит глиняный диапиризм. Глиняный диапиризм в форме грязевых вулканов мог развиваться как в условиях суши в виде холмов - во время закрытия Северо-Каспийской доли палеозойского океана. Затем, в периоды трансгрессии моря, формировались подводные грязевые вулканы в виде эрозионных воронок подобные современному грязевому вулкану Шахдениз. При этом разуплотнённый осадочный материал холмов и подповерхностных частей глиняных диапиров, нижнепермского возраста, во время выхода под поверхность размыва очевидно, вымывался и формировал воронкообразные или изометричные впадины, в нашем случае по ОГ П1. Эти воронки, вероятно, до сих пор остаются источником миграции УВ из визейско-башкирских НМП, залегающих под ОГ П2, в вышележащие породы нижней перми и в надсолевой комплекс пород.

Таким образом, разуплотнённый осадочный материал глиняного диапира, в случаях его выхода под поверхность размыва (в нашем случае под ОГ П1), во время закрытия Прикаспийской впадины был размыт, а затем сформированные впадины, заполнялись более молодыми осадками. Можно предположить, что в этих осадках, под воздействием повышенных давлений из жерл захоронённых грязевых вулканов, также продолжали формироваться каналы миграции воды и УВ. Воронки, по всей вероятности, из-за сохраняющегося притока в них воды нефти и газа до нашего времени остаются источниками миграции УВ в вышележащие породы и в случае наличия ловушек в перекрывающем вулканы осадочном чехле могут формировать надсолевые залежи УВ.

Материалы 3D съёмки позволяют сделать однозначный вывод о том, что ранее предполагаемые подводные эрозионные врезы по ОГ П1 имеют иную природу, а именно

являются воронками изометричной формы, образовавшимися в результате размыва грязевых вулканов. Доказательством этому является их в основном изометричная форма, а также отсутствие характерных для подводных эрозионных врезов структурных черт таких как исток вреза, каньон и устье в виде конуса выноса осадков раскрытое в сторону глубоководной части. Всего по участку по ОГ П1 выявлено 20 воронок, сформированных предполагаемыми грязевыми вулканами (Рис.4.2.6).

Воронки, наблюдаемые по ОГ П1, зачастую формируются по ОГ П2 в зонах развития антиклинальных структур и тектонических нарушений. ОГ П2 – является кровлей НМП для всего региона Прикаспийской впадины. Касание донными частями воронок по ОГ П1 пород ОГ П2, зачастую нарушенных тектоникой подтверждает гипотезу о возможном существовании грязе-вулканической деятельности в нижней перми (между ОГ П1 и П2).

В случае благоприятного залегания ловушек УВ в надсолевых образованиях, над воронками могут сформироваться надсолевые залежи УВ в независимости от того, перекрываются ли последние пермотриасом (м-ия Жаркамыс Южное, Сайгак и Кемерколь) или солью (м-ия Уз, Айыртау).

Таким образом, на основании наблюдений по данным 3D съемки, можно предположить, что в случае развития грязевулканической воронки в породах верхнего палеозоя, данный источник УВ может существовать в период осадконакопления от нижней перми до четвертичных пород, т.е. около 270 млн.лет геологической истории региона Прикаспия. Аномально высокие пластовые давления формировали собственно структуры грязевых вулканов в виде куполов и их элементы под поверхностью ОГ П1. Затем эти конусообразные структуры и подземные части вулканов срезались очередной трансгрессией кунгурского океана с образованием на их месте эрозионных воронок. Но, при этом, главный движущий фактор созревание и эмиграция УВ из палеозойских НМП с помощью АВПД, создаваемого визейскими глинами, оставался в действии. При этом вертикальные каналы миграции УВ, последовательно нарушали сплошность и целостность всех перекрывающих воронку пород – соли (за счет отжимаемой воды из визейских глин) и от пермотриаса до четвертичных, промывая в этих породах каналы для миграции элизионной воды и УВ. Эти каналы, возможно, пронизывают также образовавшиеся позднее соленосные купола кунгура, а затем и перекрывающие купола мезо-кайнозойских отложений.

4.3 Нефтегазоносность

Участок недр Тайсойган-2 расположен в пределах Северо-Эмбинского нефтегазоносного района, где сосредоточен основной фонд месторождений региона. Промышленная нефтегазоносность данной территории связана с надсолевым комплексом,

в отложениях которого открыты такие нефтяные месторождения, как Кожа Южный, Кемерколь, Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный и Кондыбай. В стратиграфическом разрезе надсолевой толщи выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: триасовый, юрский и нижнемеловой, верхнемеловой, а также неогеновый. Залежи углеводородов структурно приурочены к присводовым частям соляных куполов, их крыльям и соляным перешейкам.

4.3.1 Признаки нефтегазоносности и нефтепроявления по данным бурения поисково-разведочных скважин

Поисково-разведочный интерес к участку Тайсойган-2 обусловлен его расположением в непосредственной близости от ряда открытых месторождений (Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный, Кондыбай, Кожа Южный, Айыртау I, II, Кемерколь), а также многочисленными нефтегазопроявлениями в картировочных и глубоких скважинах на прилегающей территории.

По результатам ранее проведенных геологоразведочных работ на соседних структурах получены следующие фактические данные:

Месторождение Уаз: Промышленная продуктивность установлена в меловых и среднеюрских отложениях. В скважине-первооткрывательнице №4 при опробовании средней юры (инт. 530-533 м) получен приток нефти дебитом 10,8 м³/сут и воды 3,4 м³/сут на штуцере 5 мм. Месторождение находится в промышленной разработке.

Месторождение Уаз Восточный: Выявлены нефтяные залежи в нижнемеловых (I, II неокомские), среднеюрских (Ю-I, Ю-II) и триасовых (Т, Т-II, Т-III) отложениях (по данным скв. У-1, У-3). Месторождение находится в промышленной разработке.

Месторождение Уаз Северный: Установлена продуктивность триасовых отложений (пласты Т-1, Т-2, Т-I, Т-II, Т-III), где выявлены неантиклинальные залежи седиментационного типа (скв. У-23, У-26). Меловые и юрские пласты на данной площади оказались водоносными. Месторождение находится в промышленной разработке.

Месторождение Кондыбай: Установлена нефтегазоносность среднеюрских отложений на юго-восточном и северо-восточном блоках. В скважине-первооткрывательнице №4 зафиксирован приток нефти из интервала 476-480 м.

Месторождение Кожа Южный: Установлена продуктивность четырех горизонтов: двух нефтяных (М-I, М-II) в отложениях апта и двух нефтегазовых (Т-I, Т-II) в нижнем триасе на глубинах от 364 до 1050 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные, высотой от 11 до 33 м.

Структура Айыртау I: Отмечено интенсивное насыщение пород битумом и выделение горючего газа в интервалах от нижней юры до нижнего мела (в скв. №52, 60, 61,

3, 226, 227). В скв. Г-2 по данным ГИС выделено 10 перспективных объектов, которые остались неиспытанными.

Структура Айыртау II: В поисковой скв. Г-3 (грабеновая часть) получены промышленные притоки нефти: из среднеюрских отложений (инт. 243-244,5 м) дебитом 0,94 м³/сут, из нижнемеловых (инт. 233-238 м) — 36 м³/сут, (инт. 189-198 м) — 0,75 м³/сут. В скв. №55 зафиксированы выбросы горючего газа с самоизливом соленой воды и густой нефти, а в барремских отложениях (скв. 55, 37) вскрыты нефтеносные пески.

Месторождение Кемерколь: Промышленная нефтеносность связана с триасовыми пластами Т-1 и Т-3, залегающими на глубинах 1060-1380 м. Залежи приурочены к полусводам, примыкающим к тектоническим нарушениям и склону кунгурского соляного массива.

4.4 Гидрогеологическая характеристика

Район работ расположен в восточной части Прикаспийского артезианского бассейна. В гидрогеологическом отношении Прикаспийский бассейн представляет собой огромный артезианский бассейн, выполненный мощной толщей осадочных отложений кайнозойского, мезозойского и палеозойского возрастов. Гидрогеологические условия территории сложны и разнообразны, определяются геологическим строением и климатическими факторами.

Описание верхней части разреза приводится по результатам гидрогеологических исследований, проведенных ТОО «Атыраугидрогеология» в пределах Тайсойганского массива в 2011-2016 гг. В пределах изучаемого участка в верхнем разрезе выделяются несколько водоносных, хорошо изученных горизонтов и воды спорадического распространения в отложениях мела.

Современные отложения (Q_{IV}). Представлены континентальными осадками и слагают аллювий высокой поймы р. Уил и р. Жарыпшыккан, а также небольшие озерные и соровые понижения. Представлены песками, супесями, суглинками и илами мощностью до 2 м.

Водоносный горизонт четвертичных отложений. Осадки четвертичного возраста сплошным покровом слагают поверхность исследуемой территории. В их состав входят как морские, так и континентальные образования. Морские отложения представлены осадками каспийских трансгрессий, причем осадки бакинской и хазарской трансгрессии вследствие размыва распространены весьма ограниченно.

Водоносные горизонты представлены аллювиально-дельтовыми и хвалынскими отложениями. Аллювиально-дельтовые отложения являются основным объектом на Тайсойганском месторождении подземных вод и содержат пресные воды. Они почти

повсеместно развит на песчаном массиве Тайсойган и отсутствует в пределах пойм и террас притоков реки Уил. Водовмещающими породами являются пески кварцевые, тонко- и мелкозернистые. Средняя мощность составляет 12-14 м. По качеству воды рекомендованы и пригодны для питьевого водоснабжения. Минерализация вод составляет 0,3-0,4 г/л. Питание подземных вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и паводковых вод. На участках развития линз пресных грунтовых вод зона аэрации обычно сложена незасоленными эоловыми песками, которые обладают хорошей фильтрационной способностью. Общая мощность аллювиально-дельтовых отложений на участках разведки не превышают 25 м. Водоносные отложения практически повсеместно подстилаются глинами неогена.

В отличие от массива Тайсойган, на самих перспективных нефтепоисковых участках водоносные горизонты в верхней части разреза (в интервале 0-50 м) практически отсутствуют. Согласно результатам гидрогеологических исследований 2024 года, скважины СТ-1Г, ОТ-2Г и ОТ-4Г, пробуренные на участках Оңтүстік Қазылғансор, Оңтүстік Байзақ и Оңтүстік-Батыс Байзақ, не вскрыли водоносных горизонтов и оказались полностью безводными.

Обследованные в пределах участков колодцы также вскрывают соленые воды хвалыньских отложений с минерализацией от 2,2 до 10,8 г/л.

Водоносный плиоценовый горизонт (N). Верхняя часть неогеновой толщи представлена глинами мощностью 20-30 м и более метров. Подземные воды неогена вскрыты скважинами на глубине 27,6-38,0 м. Мощность водоносного горизонта изменяется от 3,6 до 25,2 м. Водоносными являются тонкозернистые и мелкозернистые пески в толще глин. Воды слабонапорные, уровни воды устанавливаются на глубинах 6,2- 9,3 м от дневной поверхности. Дебиты при откачке эрлифтом составили 0,25- 2,0 л/с при понижениях 8,3-7,6 м. Величина общей минерализации колеблется от 4,8 до 5,6 г/л. Общая мощность неогеновых отложений в глубоких межкупольных понижениях достигает 400-450 м (по скважинам, пробуренным севернее участка).

Локально-водоносный верхнемеловой горизонт (K2). Залегают либо под осадками неогена, либо под четвертичными отложениями. В разрезе верхнемеловой толщи выделяются все ярусы до турона. Общая мощность верхнемеловых отложений достигает 500 м по данным структурного бурения. Верхнемеловые отложения на участке вскрыты скважинами на глубинах от 9,5 до 57,5 м. Водовмещающими являются трещиноватые мела. Мощность трещиноватой зоны колеблется от 6,0 до 20,5 м. Уровни воды устанавливаются на глубинах 2,15-9,5 м. Исторически дебиты скважин в этом горизонте оценивались в 0,2-0,3 л/с при минерализации 1,9-2,3 г/л, однако фактические данные опытных откачек по

участку Онтүстік Қазанғап (скв. ОТ-3Г) показали, что удельный дебит горизонта крайне низкий (0,04 л/с). Максимальный полученный дебит составил всего 0,5 л/с при существенном понижении уровня (на 11,45 м), а минерализация вод горизонта достигла 18,6 г/л. Развитие трещиноватой зоны на значительной глубине, глиноподобное состояние кровли меловых отложений обеспечивают отсутствие взаимосвязи между меловым и аллювиально-дельтовыми водоносными горизонтами.

Нижнемеловые отложения (К1). Выражены песчано-глинистой толщей альб-сеномана и глинами апта. Суммарная их мощность составляет по данным структурного бурения 500 м. Данных по гидрогеологии отложений не имеется.

Экологическая и гидрогеохимическая оценка перспективных участков

В целом, вскрытые в интервале 0-50 м подземные воды на перспективных площадях являются практически безводными (дебиты от 0,01 до 0,2 л/с). По химическому составу воды классифицируются от солоноватых (5,4-8,3 г/л) до сильносоленоватых (12,2-20,2 г/л), что превышает ПДК для питьевого водоснабжения в 5-20 раз. Лабораторные исследования подтверждают многократное превышение ПДК по общей жесткости (в 2-15 раз), хлоридам (в 5-28 раз), сульфатам (в 2-8 раз) и бромиду (в 5-14 раз). Водородный показатель (рН) в отдельных случаях указывает на кислую среду (5,84).

Поскольку площади разведки расположены на участках развития солончаков и на значительном удалении от песчаного массива Тайсойган, проведение геологоразведочных работ не приведет к ухудшению природного состояния и не окажет отрицательного влияния на пресные подземные воды.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

На основе выполненного комплекса сейсмических и геоэлектрорхимических исследований актуализирована геологическая модель участка недр Тайсойган-2, проведена переоценка перспективности выделенных ловушек и заново определены приоритетные целевые объекты для постановки поискового бурения.

5.1 Цели и задачи поисковых работ

Основной целью проведения комплекса геологоразведочных работ в рамках настоящего проекта является детальное изучение геологического строения участка Тайсойган-2, подтверждение перспектив нефтегазоносности юрских и триасовых отложений и расширение ресурсной базы углеводородов.

Для верификации ресурсного потенциала и геологической модели проектом предусматривается реализация следующих задач:

- Бурение поисковой независимой и зависимой скважины ОТ-1/ОТ-11 на структуре Жарык, проектная глубина 800м, проектный горизонт – кунгурские отложения;
- Бурение поисковой независимой и зависимой скважины ОТ-4/ОТ-9 на структуре Қожа, проектная глубина 1200м, проектный горизонт – кунгурские отложения;
- Бурение поисковой независимой и зависимой скважины ОТ-6/ОТ-12 на структуре Оңтүстік-Батыс Байзақ, проектная глубина 600м, проектный горизонт – кунгурские отложения;
- Бурение поисковой независимой и зависимой скважины ОТ-7/ОТ-15 на структуре Шығыс Қарақұдық, проектная глубина 1600м, проектный горизонт – кунгурские отложения;
- Проведение современного комплекса геофизических исследований в проектных скважинах для уточнения литологического состава и выделения перспективных интервалов;
- Отбор кернового материала, проб пластового флюида и проведение испытаний пластов;
- Отмена бурения поисковых скважин ОТ-13 и ОТ-14 по причине расположения проектных точек в зоне влияния месторождения подземных вод «Тайсойганское».

В конечном итоге результаты работ послужат фундаментом для формирования научно обоснованной геологической модели участка, обеспечивая существенное снижение рисков и повышение вероятности открытия новых промышленных залежей углеводородов. Кроме того, полученные данные станут геологической основой для оценки потенциала и принятия решения о вовлечении в бурение остальных перспективных объектов участка.

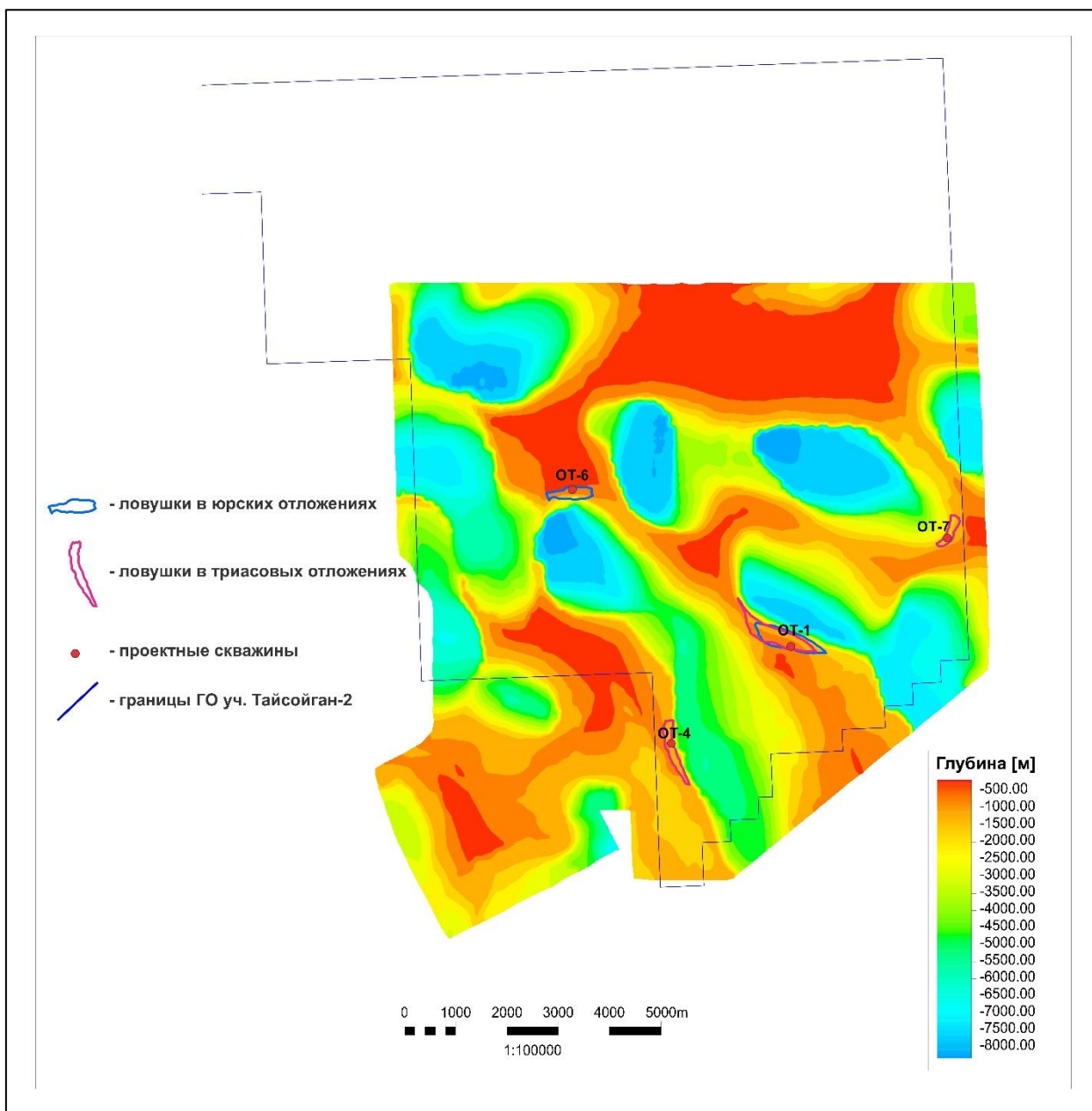


Рис. 5.1.1 – Схема расположения перспективных объектов на карте кунгурских отложений

5.2 Система расположения проектных скважин

Проектируемая система расположения проектных скважин на участке Тайсойган-2 нацелена на максимально информативное вскрытие надсолевого комплекса в наиболее благоприятных структурных условиях. Точки заложения поисковых скважин определены на основе переобработке и переинтерпретации сейсмических данных 3D в комплексе с выполненными геоэлектрoхимическими исследованиями.

Для решения поставленных задач, подтверждения перспективности рассматриваемых отложений настоящим проектом предусматривается бурение четырех независимых поисковых скважин ОТ-1, ОТ-4, ОТ-6, ОТ-7 на структурах Жарык, Қожа, Оңтүстік-Батыс Байзақ, Шығыс Қарақұдық соответственно и бурение 4 зависимых скважин (ОТ-11, ОТ-9, ОТ-12, ОТ-15) от результатов бурения соответствующих независимых.

Структура Жарык

Структура Жарык приурочена к одноименному куполу и характеризуется многоэтажным строением перспективного разреза, объединяя юрский и триасовый этажи нефтегазоносности.

Ловушку в триасовых отложениях, характеризуется как комбинированная, экранируемая склоном соли и тектоническим разломом. Размеры ловушки по замыкающей изогипсе -1000 м составляют 6,5 x 1,4 км., амплитуда ловушки 420 м.

Ловушка в юрских отложениях выделяется в отдельный объект, обусловлено это несогласием структурных планов, вызванным стадийным развитием соляной тектоники. Размеры ловушки по замыкающей изогипсе -710 м составляют 6,5 x 1,5 км., амплитуда ловушки порядка 240м.

На динамических срезах амплитуды, PIMP, V_p/V_s (рис. 5.2.3-5.2.5) фиксируются четкие аномальные зоны, согласующиеся с контурами залежей. Данные геохимического анализа (методы МДИ+ТМГМ, сумма ПУВ) подтверждают наличие углеводородных аномалий над структурой.

В пределах структуры Жарык предусматривается бурение поисковой скважины ОТ-1 с проектной глубиной - 800 м, проектный горизонт – кунгурские отложения. Скважина заложена на пересечении сейсмических профилей Inline 2807 и Crossline 13351, в сводовой части структуры с целью максимального вскрытия эффективных толщин триасового коллектора, а также попутной оценки и вскрытия юрского объекта.

Скважина ОТ-11 – поисковая, зависящая от результатов бурения независимой скважины ОТ-1. Проектная глубина – 800 м, проектный горизонт - кунгурские отложения. Целесообразность бурения и местоположение скважины будут уточнены после получения и анализа результатов бурения независимой скважины ОТ-1.

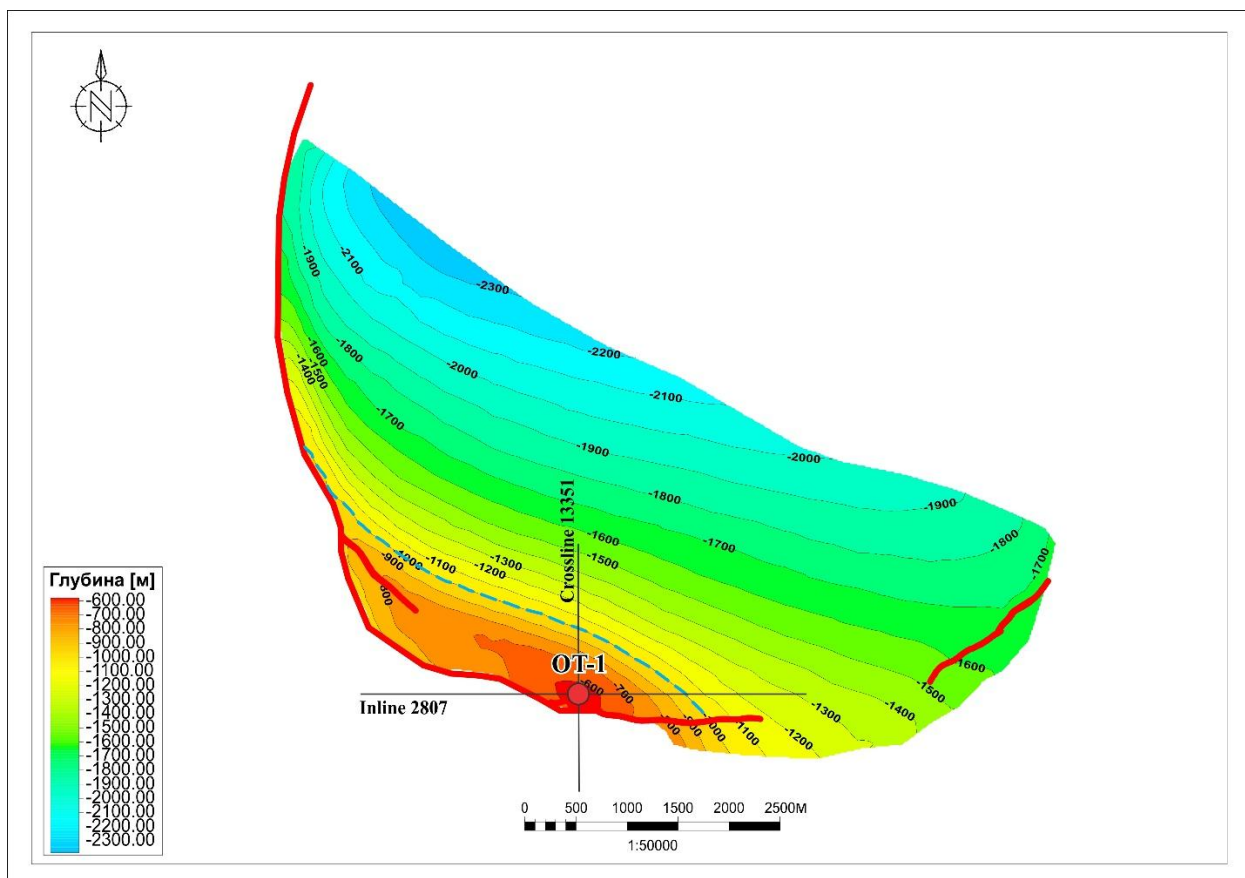


Рис. 5.2.1 - Структурная карта по перспективной структуре Жарык в триасовых отложениях

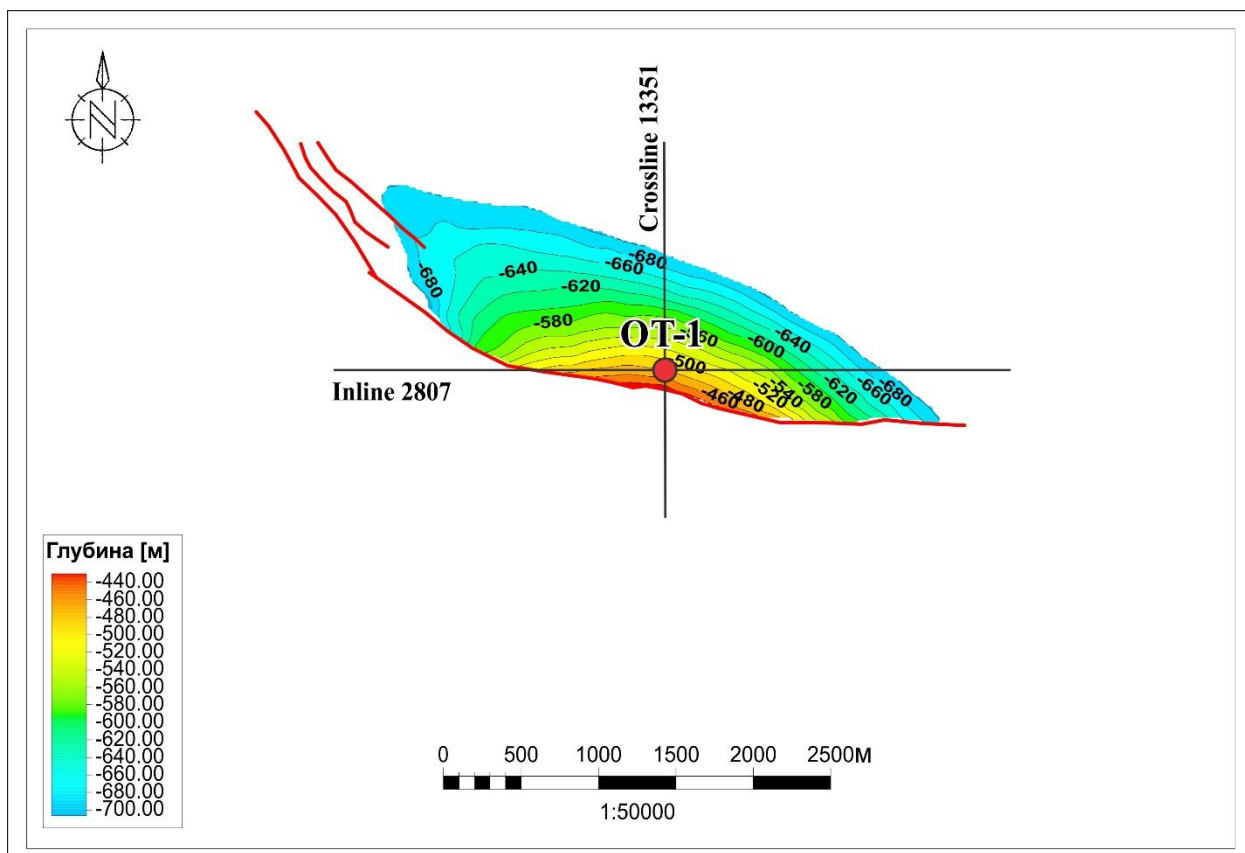


Рис. 5.2.2 - Структурная карта по перспективной структуре Жарык в юрских отложениях

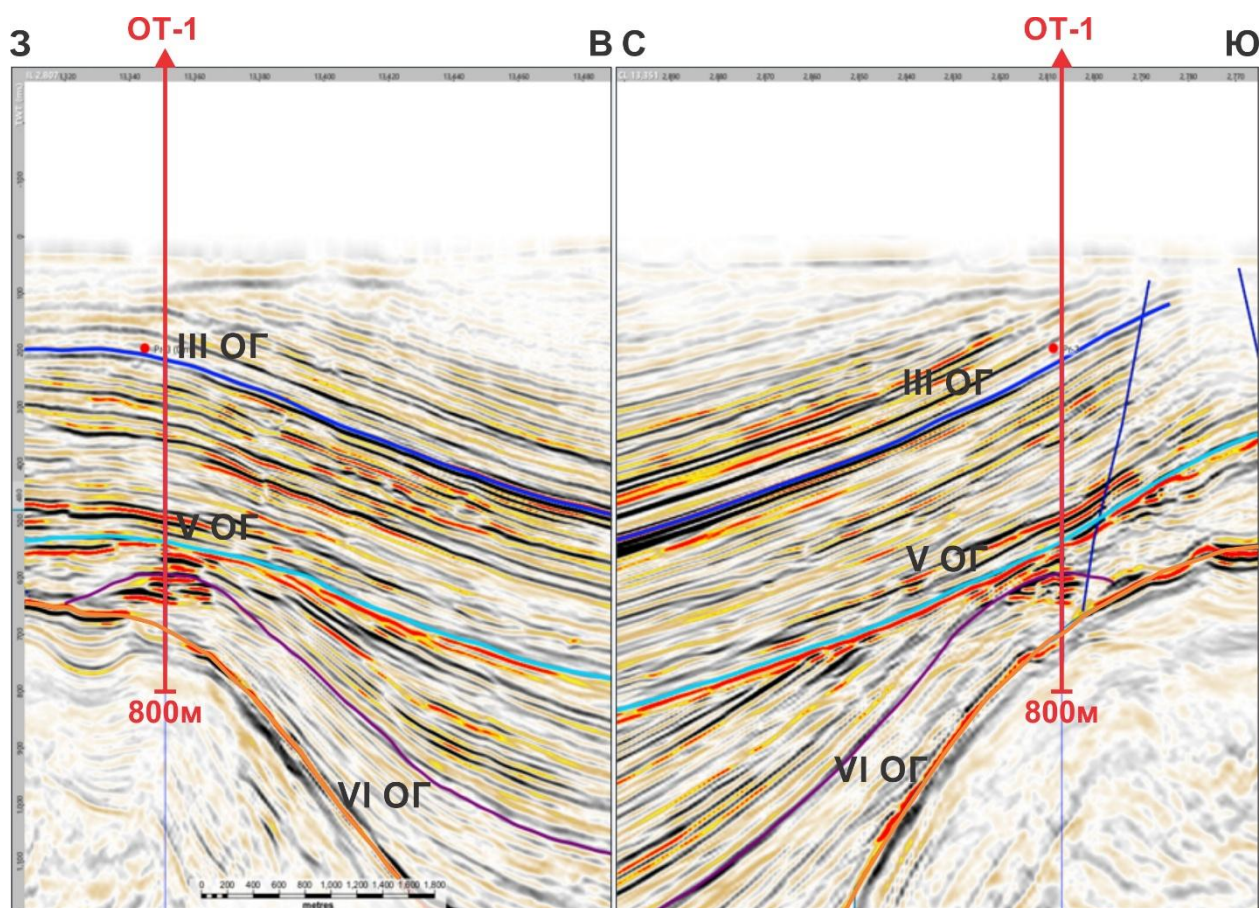


Рис. 5.2.3 – Временные сейсмические профили Inline 2807 и Crossline 13351 через проектную скв. ОТ-1

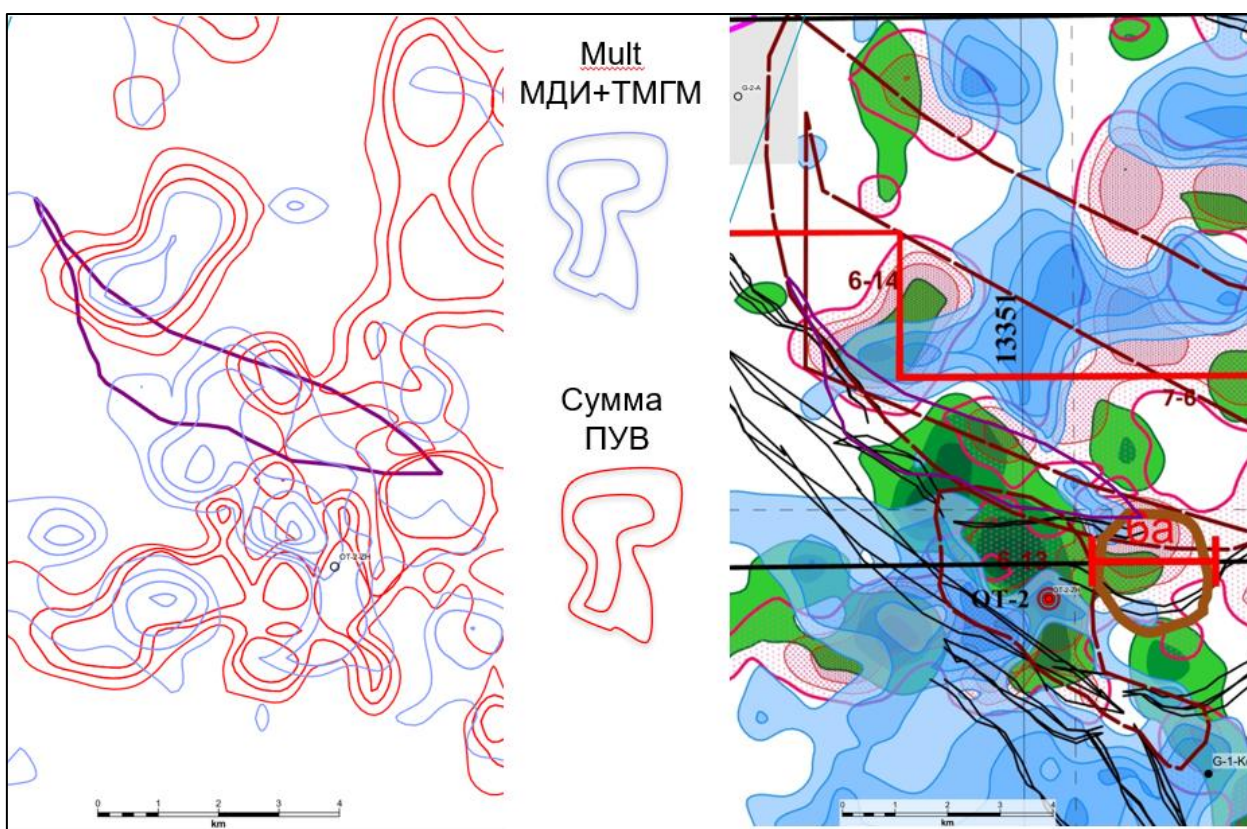


Рис. 5.2.4 – Результаты площадной геохимической съемки и выделенные аномальные зоны по структуре Жарык

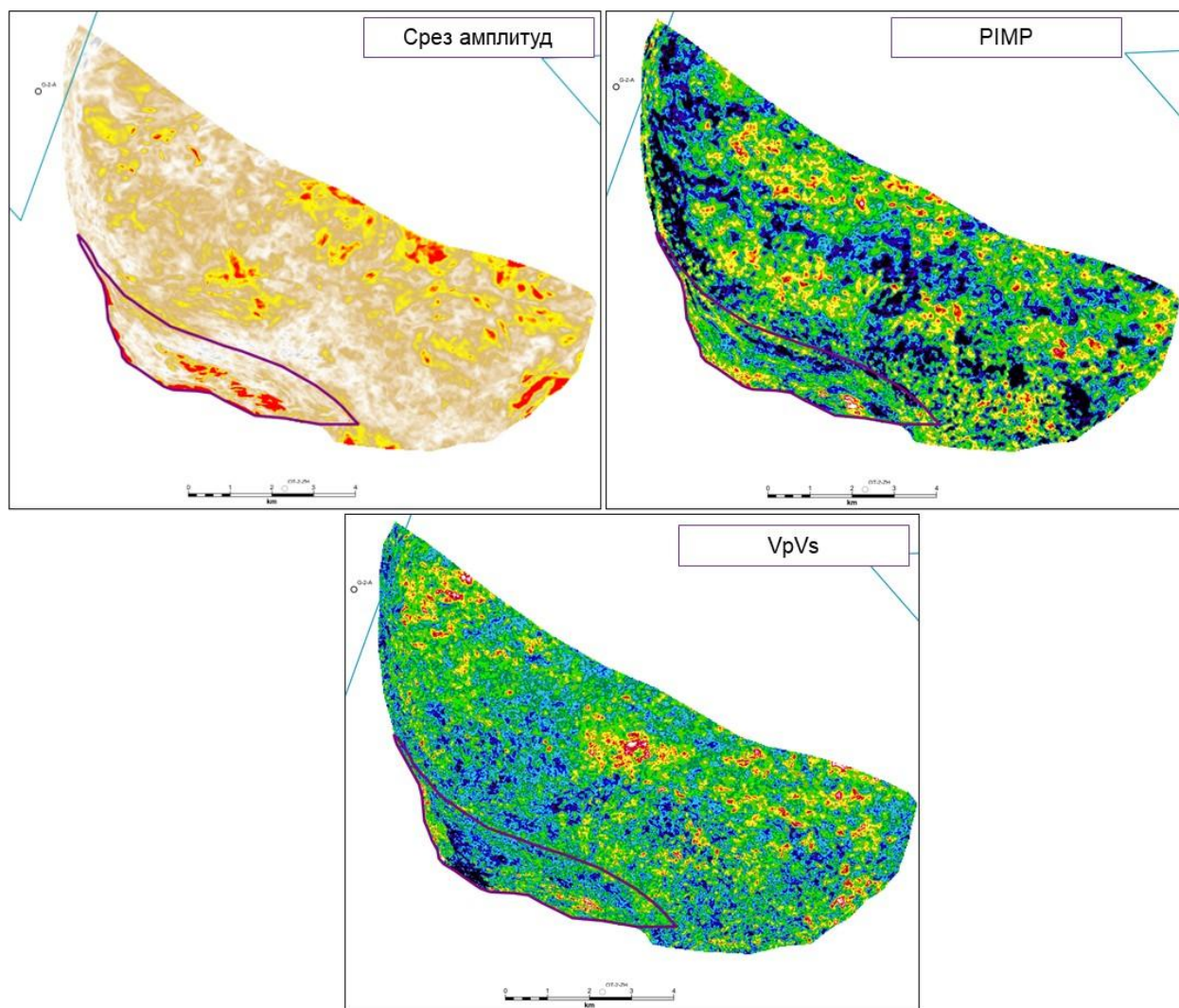


Рис. 5.2.5 – Комплекс сейсмических атрибутов (срез амплитуд, PIMP, Vp/Vs) по структуре Жарык
Структура Оңтүстік-Батыс Байзақ

Структура Оңтүстік-Батыс Байзақ приурочена к соляному куполу Байзақ и представляет собой ловушку в юрских отложениях. Ловушка носит тектонически экранированный характер, сформированный при участии разрывных нарушений и зоны предаптского размыва. По замыкающей изогипсе -310 м, размеры ловушки составляют 3,8 x 1 км., амплитуда ловушки 40 м.

Анализ атрибутов сейсмического волнового поля PIMP, RMS, Vp/Vs (рис. 5.2.8-5.2.10) демонстрирует отчетливые аномалии типа «яркое пятно» (bright spot) в пределах контура ловушки. Геохимические планы подтверждают наличие локальных ореолов рассеивания углеводородов.

Для оценки нефтегазоносности выделенной ловушки в пределах структуры Оңтүстік-Батыс Байзақ предусматривается бурение поисковой скважины ОТ-6 с проектной глубиной - 600 м, проектный горизонт – кунгурские отложения. Скважина заложена на пересечении сейсмических профилей Inline 3348 и Crossline 12598, в пределах сводовой части структуры с целью максимального вскрытия эффективных толщин коллекторов.

Скважина ОТ-12 – поисковая, зависящая от результатов бурения независимой скважины ОТ-6. Проектная глубина – 600 м, проектный горизонт - кунгурские отложения. Целесообразность бурения и местоположение скважины будут уточнены после получения и анализа результатов бурения независимой скважины ОТ-6.

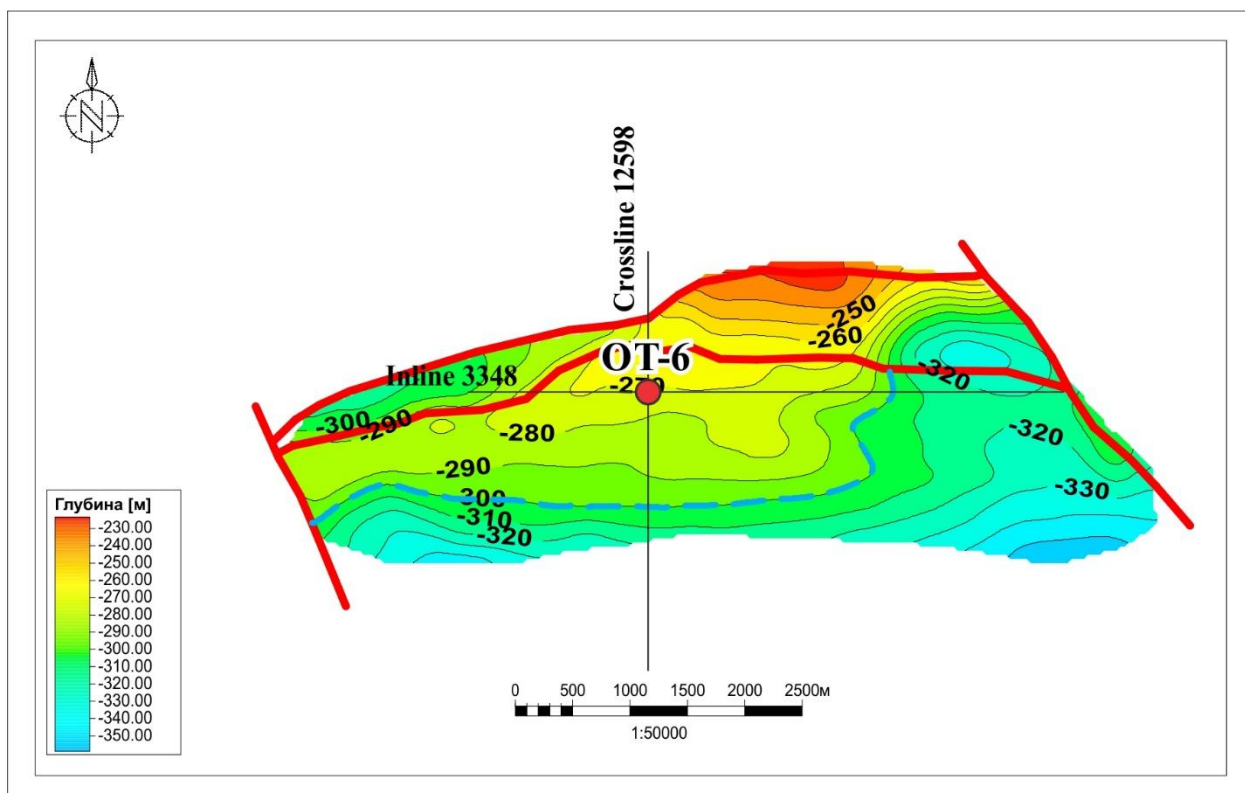


Рис. 5.2.6 - Структурная карта по перспективной структуре Оңтүстік-Батыс Байзақ в юрских отложениях

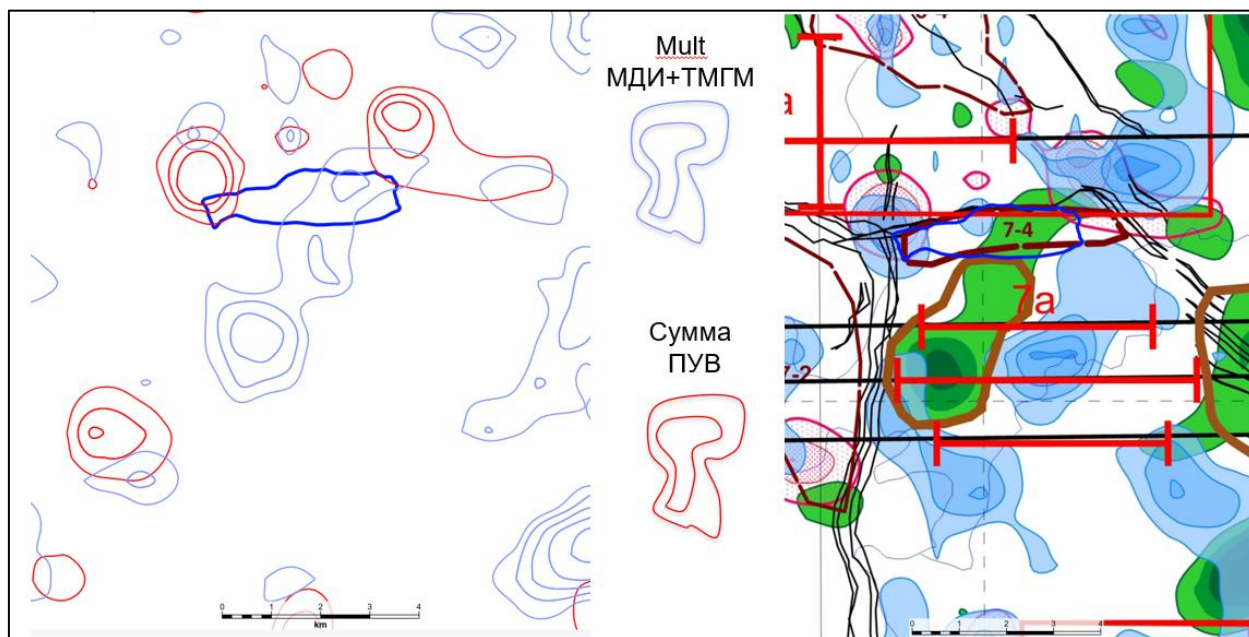


Рис. 5.2.7 – Результаты площадной геохимической съемки и выделенные аномальные зоны по структуре Оңтүстік-Батыс Байзақ

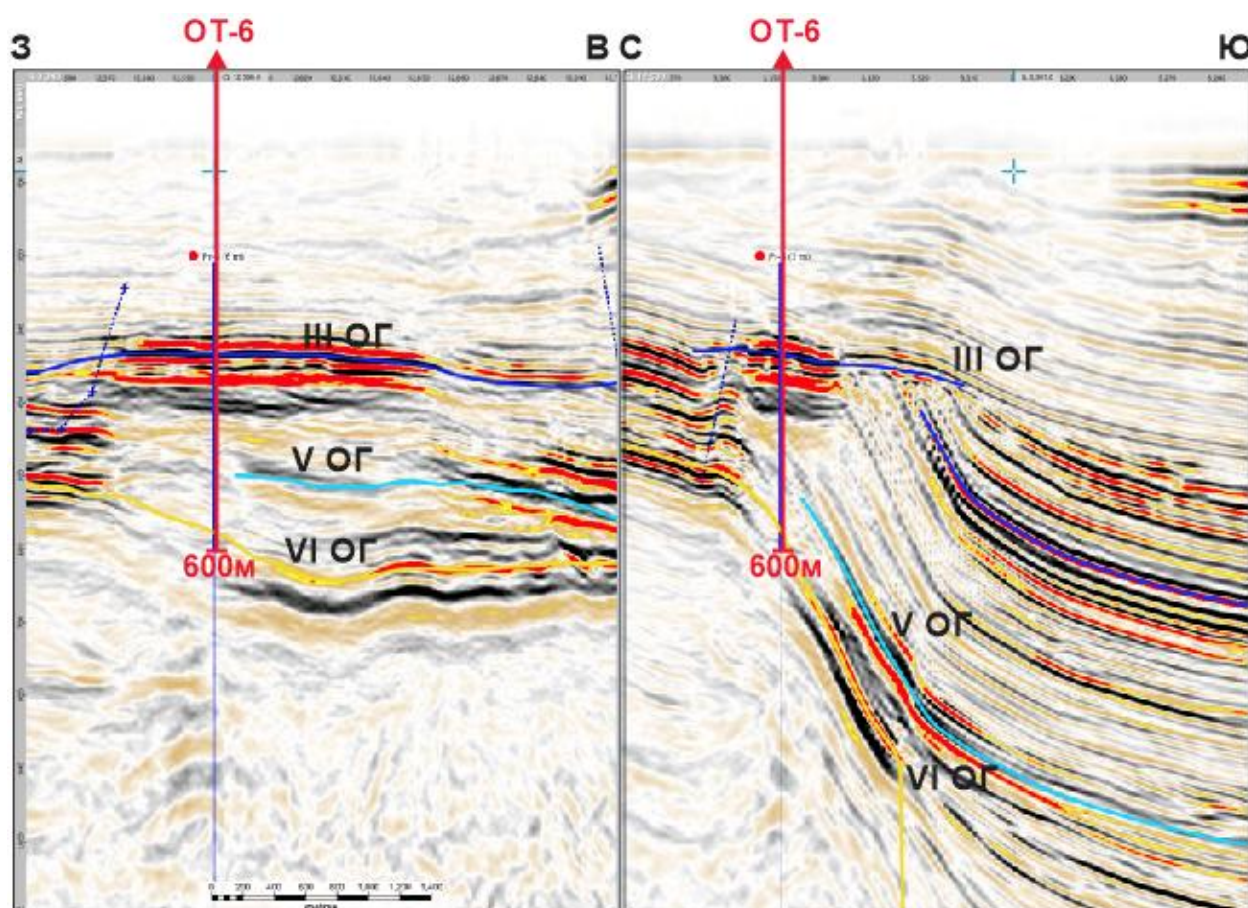


Рис. 5.2.8 – Временные сейсмические Inline 3348 и Crossline 12598 через проектную скв. ОТ-6

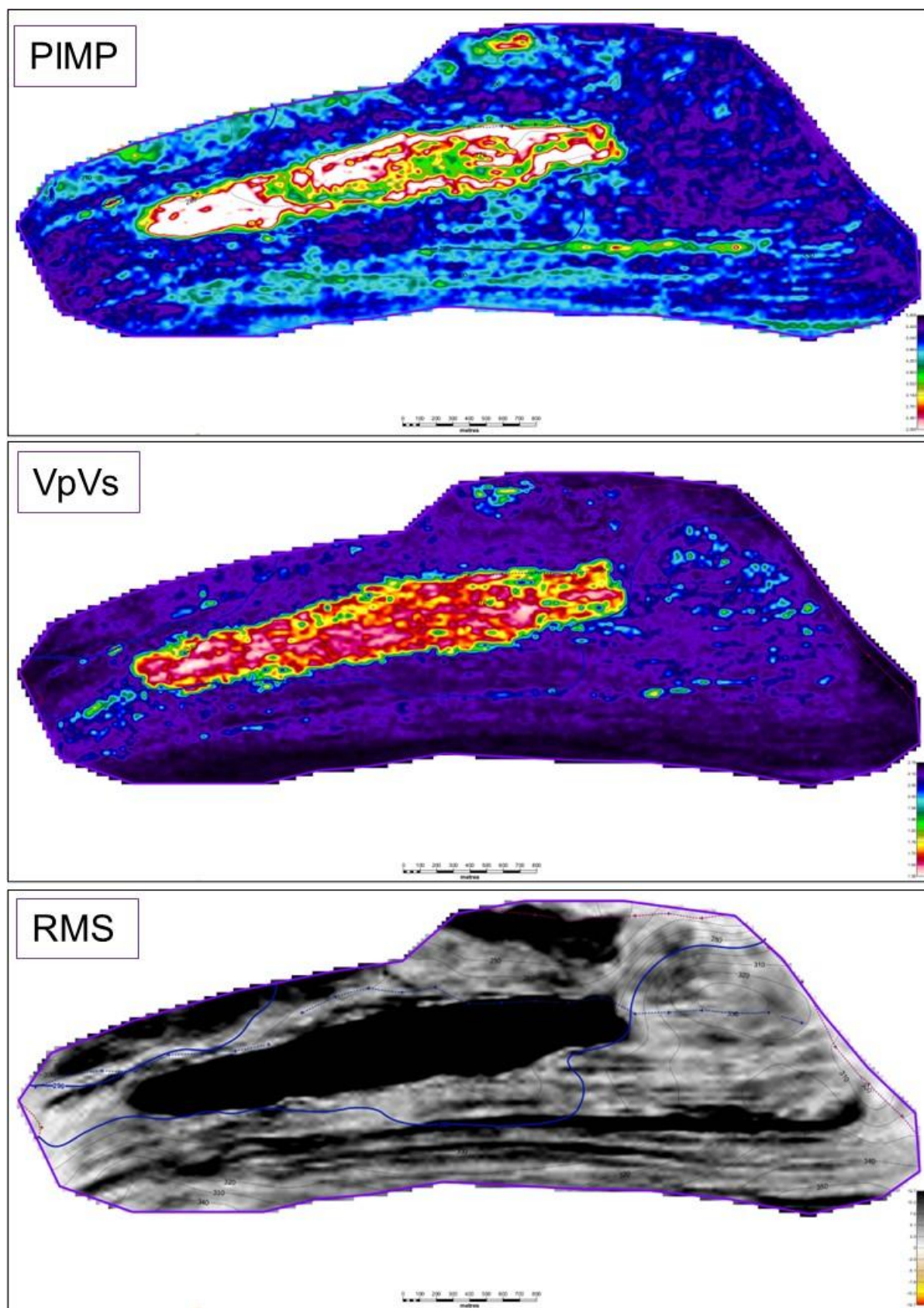


Рис. 5.2.9 – Комплекс сейсмических атрибутов (срез амплитуд, PIMP, Vp/Vs) по структуре Оңтүстік-Батыс Байзақ

Структура Қожа

Структура Қожа расположена в районе купола Қожа и представляет собой ловушку в триасовых отложениях, экранированную склоном соляного штока. По замыкающей изогипсе -980 м размеры ловушки составляют 5,7 х 0,7 км., амплитуда ловушки 100 м.

В пределах купола ранее пробурена скважина Г-41 давшая промышленные притоки газа (дебит до 53 000 м³/сут в интервале 894–900 м), что подтверждает высокую генерационную и аккумуляционную активность зоны. Данные сейсморазведки и геохимии (комплекс МДИ+ТМГМ, ПУВ) очерчивают четкие контуры скопления углеводородов.

Анализ волновой картины на временном сейсмическом разрезе (рис.5.2.12) показывает, что проектная скважина ОТ-4 отделена от газоносной скважины Г-41 тектоническим нарушением и закладывается в гипсометрически более опущенном тектоническом блоке. Согласно закономерностям фазовой зональности распределения углеводородов, в пределах данного погруженного блока прогнозируется нефтенасыщение коллектора.

Для оценки нефтегазоносности выделенной ловушки в пределах структуры Қожа предусматривается бурение поисковой скважины ОТ-4 с проектной глубиной - 1200 м, проектный горизонт – кунгурские отложения. Скважина заложена на пересечении сейсмических профилей Inline 2472 и Crossline 12939, в пределах сводовой части структуры с целью максимального вскрытия эффективных толщин коллекторов.

Скважина ОТ-9 – поисковая, зависящая от результатов бурения независимой скважины ОТ-4. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт - кунгурские отложения. Целесообразность бурения и местоположение скважины будут уточнены после получения и анализа результатов бурения независимой скважины ОТ-4.

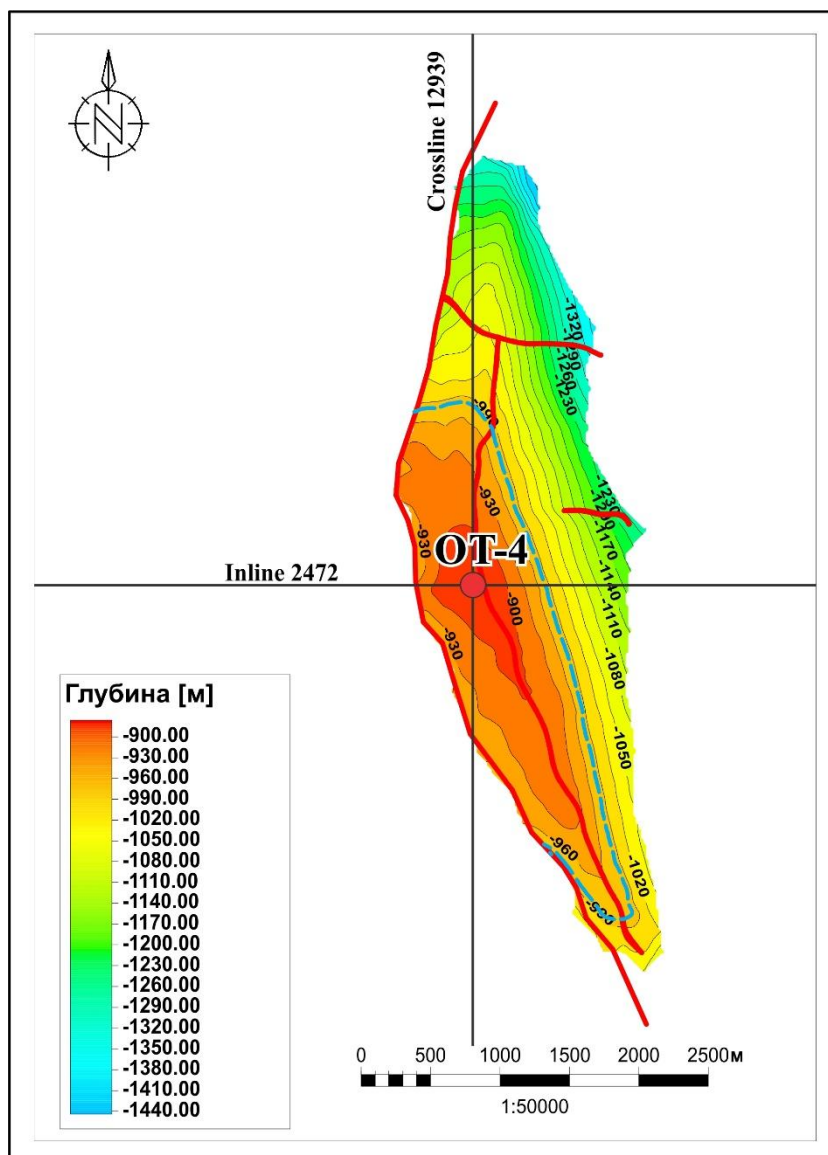


Рис. 5.2.10 – Структурная карта по перспективной структуре Қожа в триасовых отложениях

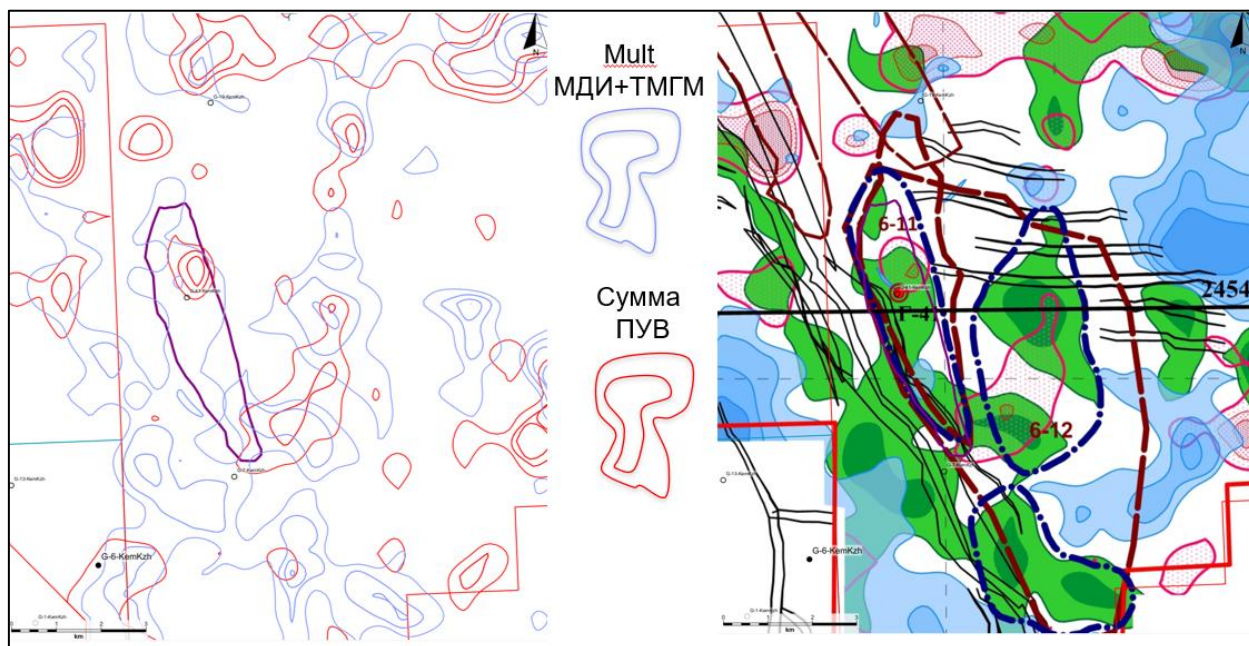


Рис. 5.2.11 – Результаты площадной геохимической съемки и выделенные аномальные зоны по структуре Қожа

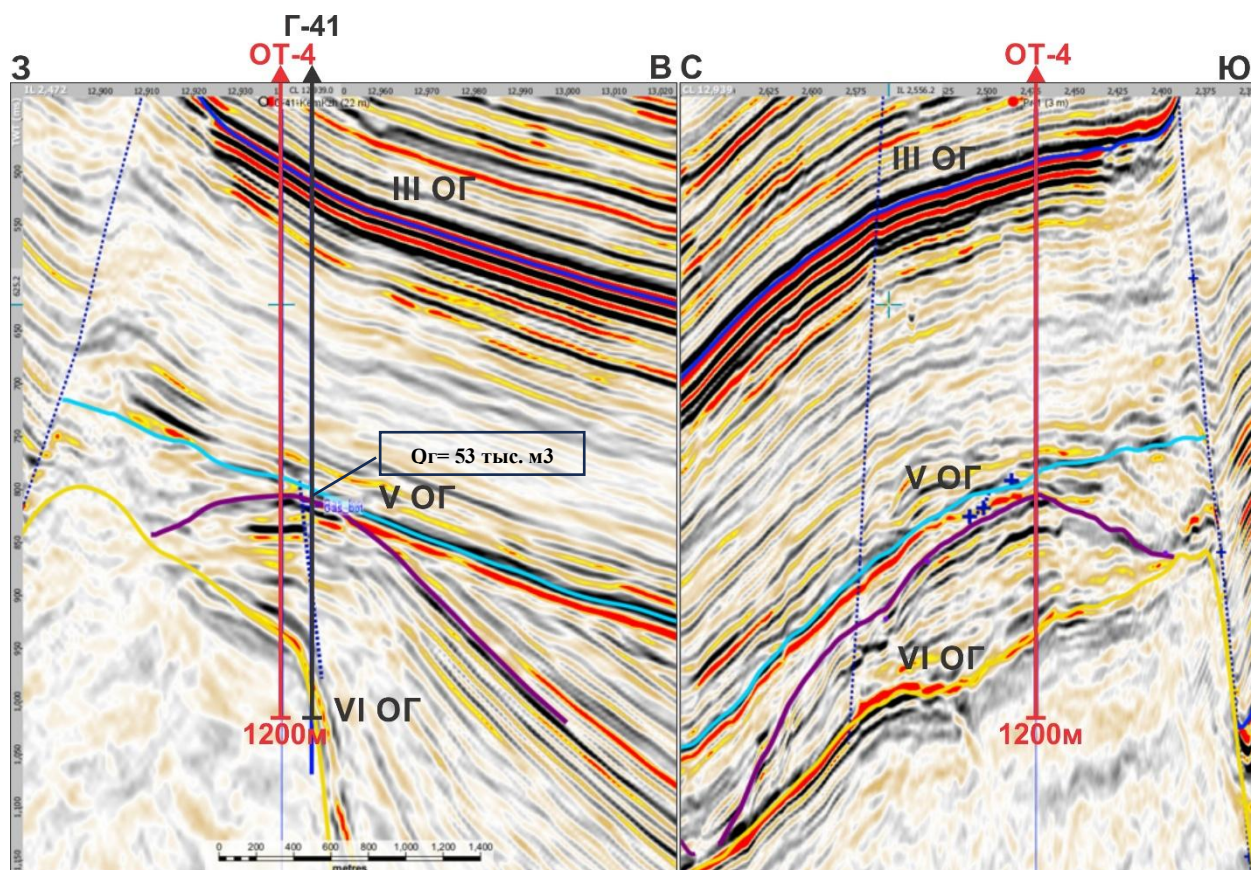


Рис. 5.2.12 – Временные сейсмические профили Inline 2472 и Crossline 12939 через проектную скв. ОТ-

4

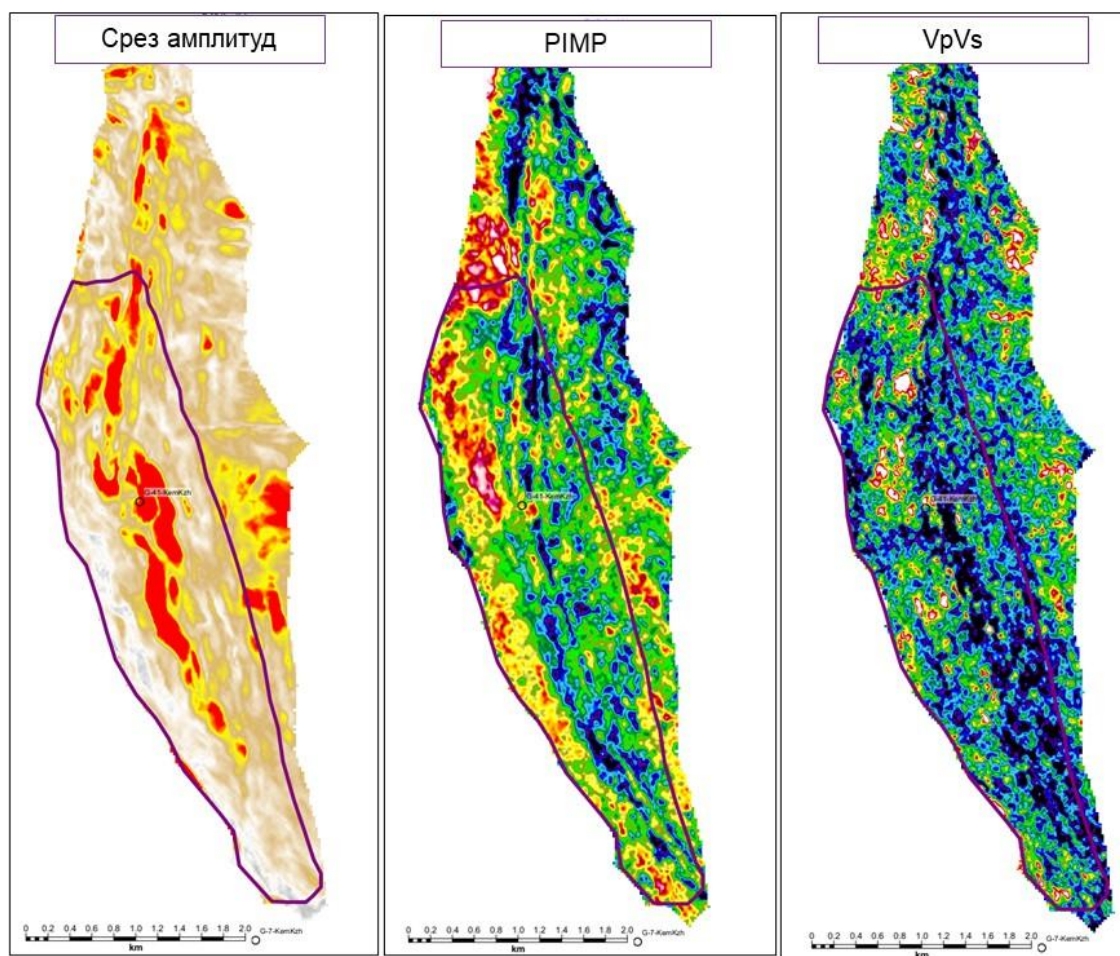


Рис. 5.2.13 – Комплекс сейсмических атрибутов (срез амплитуд, PIMP, Vp/Vs) по структуре Қожа

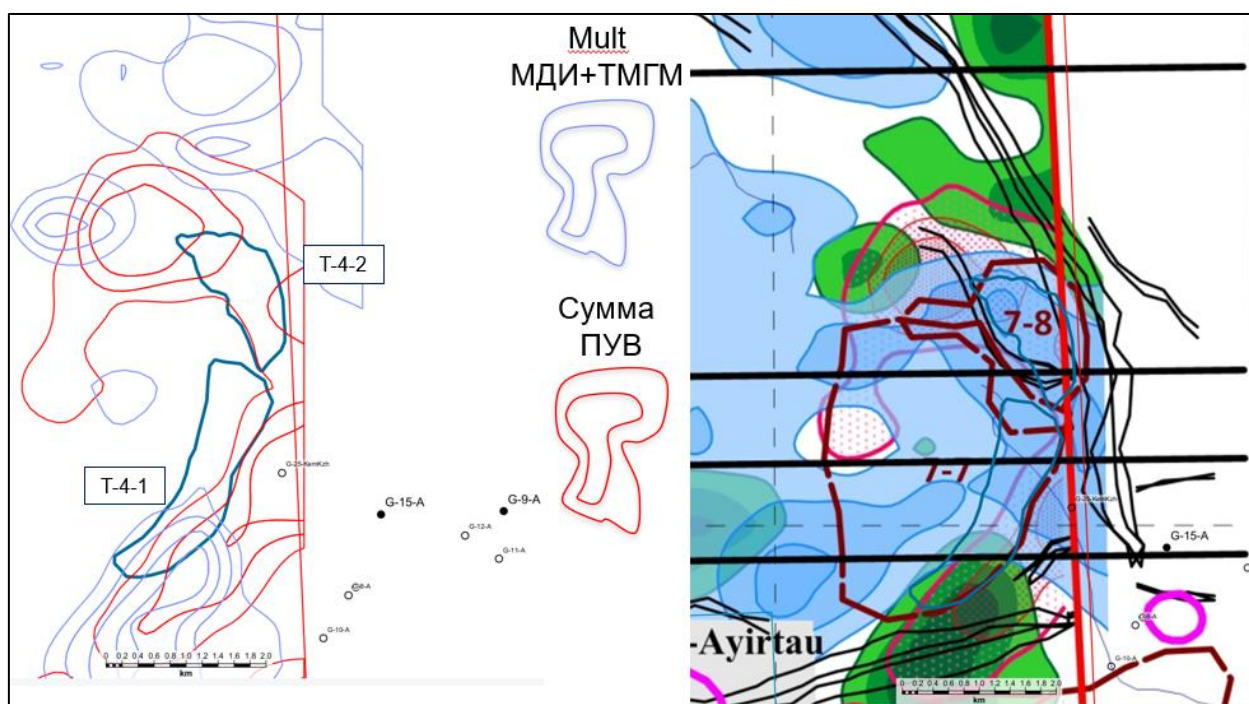
Структура Шығыс Қарақұдық

Структура Шығыс Қарақұдық приурочена к соляному куполу Айыртау-II и представляет собой ловушку в триасовых отложениях. Ловушка носит присолевой тектонически экранированный характер. Размер ловушки по замыкающей изогипсе -1290 м составляет $3,0 \times 0,7$ км, амплитуда ловушки 70м .

Анализ атрибутов сейсмического волнового поля (PIMP, RMS, V_p/V_s) фиксирует четкие аномалии волновой картины «яркое пятно», совпадающие с контурами ловушек. Геохимические карты отражают контрастные локальные ореолы рассеивания УВ.

Для оценки нефтегазоносности выделенной ловушки в триасовых отложениях предусматривается бурение поисковой скважины ОТ-7 с проектной глубиной 1600 м, проектный горизонт – кунгурские отложения. Скважина заложена на пересечении сейсмических профилей Inline 3181 и Crossline 13890, в пределах сводовой части структуры с целью максимального вскрытия эффективных толщин коллекторов.

Скважина ОТ-15 – поисковая, зависящая от результатов бурения независимой скважины ОТ-7. Проектная глубина – 1600 м, проектный горизонт - кунгурские отложения. Целесообразность бурения и местоположение скважины будут уточнены после получения и анализа результатов бурения независимой скважины ОТ-7.



5.2.14 – Результаты площадной геохимической съемки и выделенные аномальные зоны по структуре Шығыс Қарақұдық

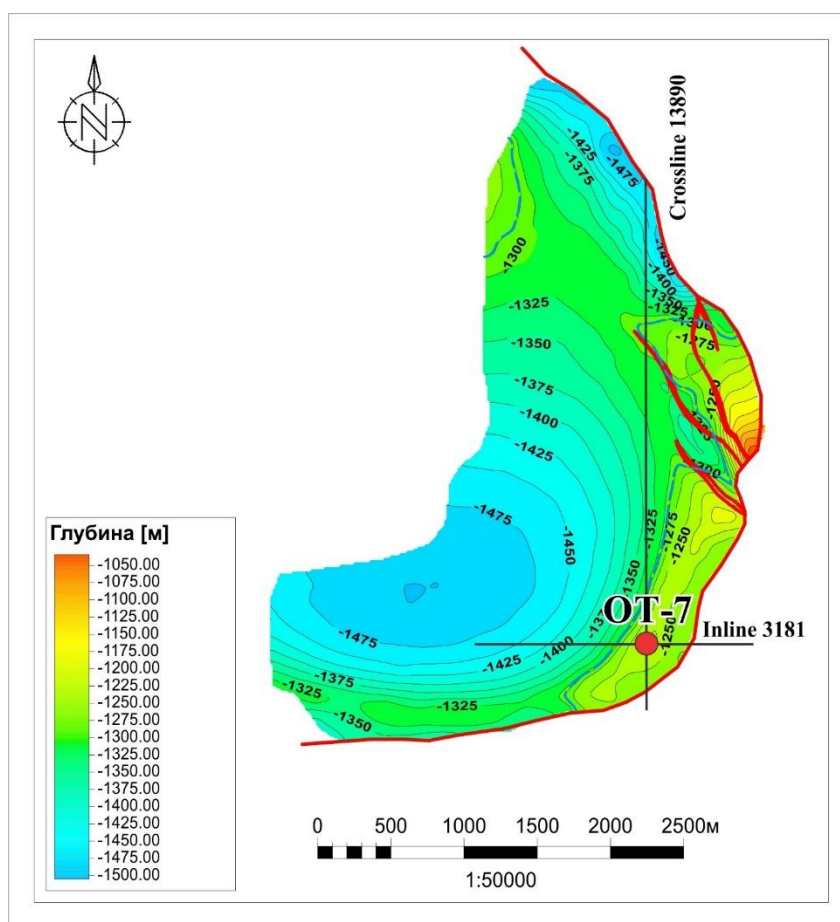


Рис. 5.2.15 – Структурная карта по перспективной структуре Шыгыс Қаракұдық в триасовых отложениях

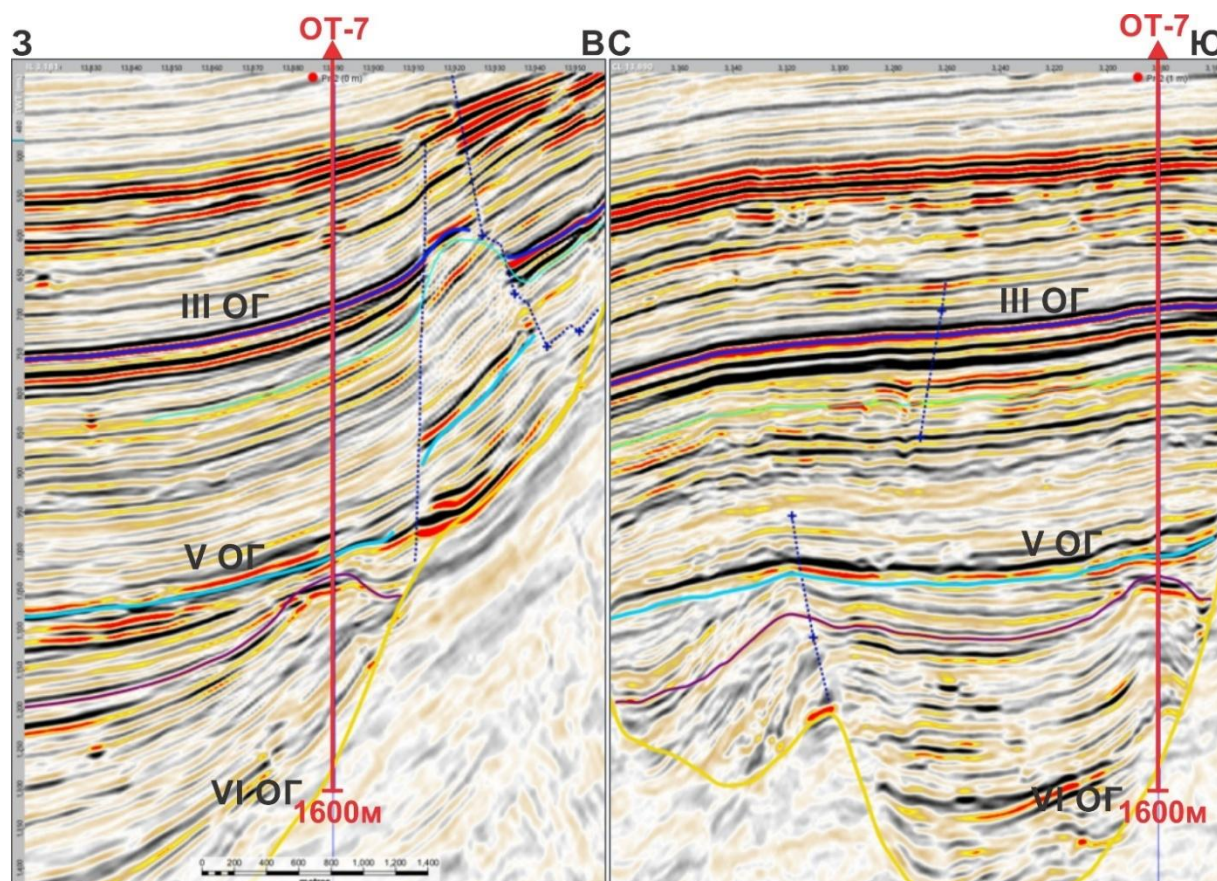


Рис. 5.2.16 – Временные сейсмические профили Inline 3181 и Crossline 13890 через проектную скв. OT-7

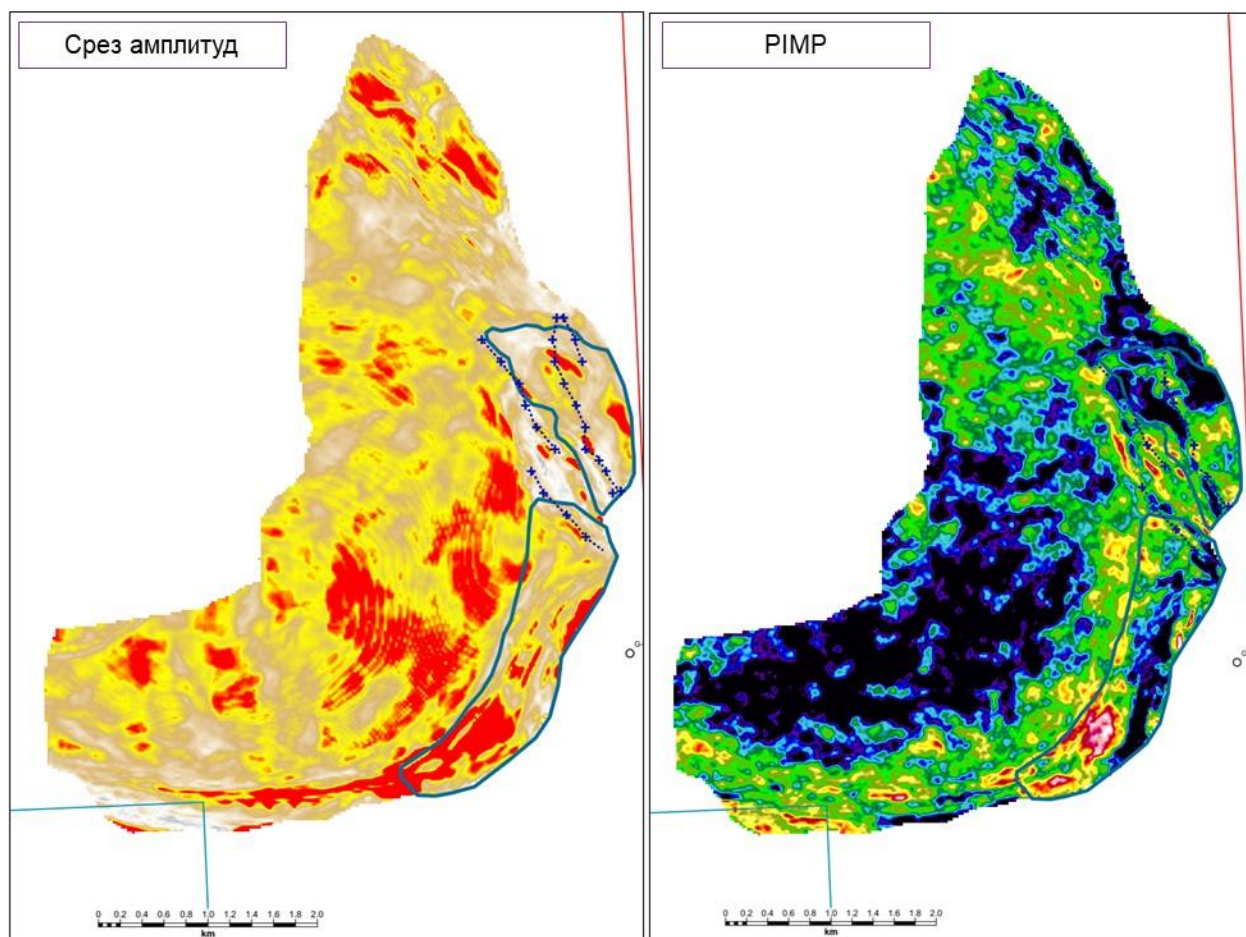


Рис. 5.2.17 – Комплекс сейсмических атрибутов (PIMP, V_p/V_s) по структуре Шығыс Қарақұдық

5.3 Геологические условия проводки скважин

Осадочный чехол юго-восточной части центральной зоны Прикаспийского бассейна характеризуется значительной мощностью, превышающей в межкупольных мульдах 5–7 км. Разрез представлен широким комплексом кайнозойских, мезозойских и верхнепалеозойских отложений, которые по геолого-физическим свойствам, стратиграфическому положению и литологическому составу разделяются на три структурно-литологических комплекса.

Надсолевой мезозойско-кайнозойский комплекс — представлен четвертичными, неогеновыми, меловыми и юрскими отложениями. Верхняя часть разреза сложена рыхлыми терригенными породами (песками, супесями, глинами), переходящими с глубины 500 м в гидрофильные, склонные к набуханию юрские глины с прослоями песчаников. Комплекс характеризуется нормальными гидростатическими давлениями и относительно простыми условиями проводки, за исключением рисков сужения ствола и затяжек инструмента при гидратации глинистых пачек.

Переходный пермтриасовый комплекс литологически представлен мощной толщей пестроцветных и красноцветных плотных глин, аргиллитов и пачек высокопористых песчаников-коллекторов аллювиально-озерного генезиса. Комплекс

отличается крайней изменчивостью мощностей из-за влияния соляного диапиризма и характеризуется сложными условиями бурения. Основными геологическими рисками здесь являются интенсивные осыпи стенок скважины, поглощения промывочной жидкости и высокая вероятность возникновения дифференциальных прихватов бурильной колонны.

Соленосный комплекс представлен массивными залежами галита (каменной соли) с прослоями сульфатных пород (ангидритов и гипсов), формирующих ядра соляных куполов. Особенностью комплекса является проявление пластического течения соляных масс под действием горного давления, что создает угрозу интенсивного выщелачивания соли с образованием гигантских каверн при использовании недонасыщенных растворов, а также риски последующего зажатия бурового инструмента или смятия обсадных колонн.

Настоящая стратиграфическая отбивка предполагается по сейсморазведочным материалам. После бурения первоочередных поисковых скважин с отбором и исследованием керна стратиграфический разрез будет детализирован.

Таблица 5.3.1 - Проектный стратиграфический разрез по проектируемым скважинам

Индекс	Название стратиграфических подразделений	Интервалы залегания, м			
		ОТ-1	ОТ-6	ОТ-4	ОТ-7
N +Q	Неоген-Четвертичный	0-140	0-40	0-40	0-140
K	Мел	140-500	40-270	140-450	140-700
J	Юра	500-600	270-595	450-830	700-1200
T	Триас	600-795	-	830-1195	1200-1595
P1kg	Кровля Кунгура	795-800	595-600	1195-1200	1595-1600
Буровая установка		ZJ-30		ZJ-40	

Для безаварийной проводки скважин в указанных горно-геологических условиях проектом должно быть предусмотрено:

Применение специализированных систем буровых растворов (ингибированные, калиевые или полимер-глинистые системы) с целью максимального подавления процессов гидратации и диспергирования глин.

Строгий оперативный контроль реологических параметров и плотности бурового раствора для поддержания оптимального баланса: недопущения превышения эквивалентной циркуляционной плотности выше градиента поглощения, и одновременного обеспечения необходимой репрессии на пласты для предотвращения ГНВП.

5.4 Характеристика промывочной жидкости

В целях предотвращения осложнений ствола скважины и недопущения нефтегазоводопроявлений, проводка должна будет осуществлена на качественном буровом растворе, обработанном химическими реагентами. Требования, предъявляемые к буровым растворам следующие:

1. предупреждать дифференциальные прихваты бурильных труб снижением водоотдачи, образованием тонкой, практически непроницаемой глинистой корки, введением эффективной смазочной добавки;
2. обеспечивать стойкость к коррозии и иной агрессии;
3. обеспечивать защиту и минимальное воздействие на окружающую среду и недр в районе буровых работ;
4. обеспечивать сохранение естественной проницаемости за счет предотвращения поступления твердой фазы и ограничения глубины проникновения фильтрата в продуктивный пласт. Для предотвращения образования в продуктивном коллекторе эмульсий необходимо использовать буровой раствор совместимый с пластовым флюидом.

В табл. 5.4.1-5.4.4 приведены рекомендуемые типы и состав буровых растворов для поинтервальной проводки назависимых и зависимых скважин, наиболее подходящими являются ингибированный полимерный хлоркалийевый раствор на водной основе.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные спускоподъемные операции (КСПО) через каждые 150–250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять КСПО, промывки, проработки с регулируемым режимом. При появлении первичных затяжек/посадок или повышенного момента увеличить время промывки перед наращиванием, произвести прокачку ВУС. Если затяжки/посадки не прекращаются, произвести внеплановую шаблонировку ствола скважины до свободного хождения инструмента. В случае отрицательного результата согласовать ступенчатое увеличение плотности бурового раствора. Максимально уменьшить время нахождения инструмента без движения на забое и в стволе скважины.

Для наилучшего выноса шлама и препятствия скопления на стенках скважины необходимо периодически прокачивать танделы низко- и высоковязких пачек.

Периодически разбавлять свежим буровым раствором и запустить центрифуги для поддержания необходимого параметров бурового раствора.

Растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Таблица 5.4.1 - Рекомендуемые типы буровых растворов для скважин ОТ-6, ОТ-12 глубиной 600м

Интервал, (м)		Плотность раствора, (кг/м³)	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до			
1	2	3	4	5
0	50	1080–1100	Бентонитовый	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Бентонит, Модифицированный крахмал
50	150	1120–1150	Ингибированный KCL полмерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота
150	600	1180–1220	Ингибированный KCL полмерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Асфальтен, Бактерицид, Смазывающая добавка, карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота

Таблица 5.4.2 - Рекомендуемые типы буровых растворов для скважин ОТ-1, ОТ-11 глубиной 800м

Интервал, (м)		Плотность раствора, (кг/м³)	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до			
1	2	3	4	5
0	50	1080–1100	Бентонитовый	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Бентонит, Модифицированный крахмал
50	150	1120–1150	Ингибированный KCL полмерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота
150	800	1180–1220	Ингибированный KCL полмерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Асфальтен, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота

Таблица 5.4.3 - Рекомендуемые типы буровых растворов для скважин ОТ-4, ОТ-9 глубиной 1200м

Интервал, (м)		Плотность раствора, (кг/м³)	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до			
1	2	3	4	5
0	100	1120–1130	Бентонитовый	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Бентонит, Модифицированный крахмал
100	450	1140–1160	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота
450	1200	1250–1310	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Асфальтен, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота

Таблица 5.4.4 - Рекомендуемые типы буровых растворов для скважины ОТ-7, ОТ-15 глубиной 1600м

Интервал, (м)		Плотность раствора, (кг/м³)	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до			
1	2	3	4	5
0	100	1120–1130	Бентонитовый	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Бентонит, Модифицированный крахмал
100	700	1140–1160	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота
700	1600	1250–1310	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Асфальтен, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота

Примечание: Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях

5.5 Обоснование типовой конструкции скважин.

Конструкция скважин должна обеспечить надежную проводку скважин, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, противовыбросовую безопасность, проведение комплекса геофизических исследований и отбор керна. Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли» (№442 от 21.12.2010 г, с изменениями и дополнениями от 24.01.2013г.) с учетом опыта проводки скважин на месторождениях Уз, Кондыбай и приводится ниже.

Проводка скважин на участке Тайсойган предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения скважин на аналогичных структурах региона с применением современной техники и технологии бурения скважин. Учитывая геологический разрез при бурении, рекомендуется использовать буровые установки ZJ-30 грузоподъемностью не менее 180 тонн и буровые установки ZJ-40 грузоподъемностью не менее 225 тонн. Для поддержания вертикальности скважин возможно использование РУС для вертикальных скважин и проведение инклинометрии через каждые 150-200м.

С целью рационального выбора конструкции скважины, типов долот, оптимизации выхода керна и выбора оптимального режима бурения разрез проектируемой скважины делится на несколько интервалов. В процессе бурения проектируемой скважины на участке Тайсойган предполагаются следующие условия:

Таблица 5.5.1 - Рекомендуемая типовая конструкция для скважин ОТ-6, ОТ-12 глубиной 600м

Название колонн Диаметр долота, (мм)	Глубина спуска, (м)		Диаметр ОК, (мм)
	От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4
Направление Ø393,7 мм	0	50	Ø323,9 мм
Кондуктор Ø295,3мм	0	150	Ø244,5мм
Экс. колонна Ø215,9мм	0	600	Ø168,3мм

Таблица 5.5.2 - Рекомендуемая типовая конструкция для скважины ОТ-1, ОТ-11 глубиной 800м

Название колонн Диаметр долота, (мм)	Глубина спуска, (м)		Диаметр ОК, (мм)
	От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4
Направление Ø393,7 мм	0	50	Ø323,9 мм
Кондуктор Ø295,3мм	0	150	Ø244,5мм
Экс. колонна Ø215,9мм	0	800	Ø168,3мм

Таблица 5.5.3 - Рекомендуемая типовая конструкция для скважин ОТ-4, ОТ-9 глубиной 1200м

Название колонн Диаметр долота, (мм)	Глубина спуска, (м)		Диаметр ОК, (мм)
	От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4
Направление Ø393,7 мм	0	100	Ø323,9 мм
Кондуктор Ø295,3мм	0	450	Ø244,5мм
Экс. колонна Ø215,9мм	0	1200	Ø168,3мм

Таблица 5.5.4 - Рекомендуемая типовая конструкция для скважины ОТ-7, ОТ-15 глубиной 1600м

Название колонн Диаметр долота, (мм)	Глубина спуска, (м)		Диаметр ОК, (мм)
	От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4
Направление Ø393,7 мм	0	100	Ø323,9 мм
Кондуктор Ø295,3мм	0	700	Ø244,5мм
Экс. колонна Ø215,9мм	0	1600	Ø168,3мм

Примечание: Окончательная конструкция поисковой скважины будет определена при разработке технического проекта на строительство скважины.

Глубины спуска колонн могут корректироваться по фактическим данным бурения. Толщина стенки, марка стали, тип соединения будут уточняться во время разработки технического проекта.

5.6 Оборудование устья скважин

С целью недопущения нефтегазоводопроявления и открытого фонтанирования устье скважины оборудуется устьевым и противовыбросовым оборудованием (ПВО). Оборудование устья скважины должно осуществляться с использованием колонных головок различных конструкций по схемам, утвержденным для конкретной скважины.

Конструкция устья скважины и колонных головок при этом должны обеспечивать:

- жесткую и герметичную обвязку всех обсадных колонн, выходящих на устье скважины;
- подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн, обеспечивающую компенсацию температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны);
- возможность контроля флюидопроявлений за обсадными колоннами;
- возможность управления скважиной при ликвидации газонефтеводопроявлений и аварийном глушении в процессе бурения и крепления.

Критериями выбора ПВО являются максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Монтаж противовыбросового оборудования следует осуществлять согласно типовой схеме. Типовая схема должна разрабатываться буровым подрядчиком, согласовываться с заказчиком, с аварийно спасательной службой (АСС) и утверждаться техническим руководителем. Схемы необходимо пересматривать один раз в три года и в случае технологических и конструкторских изменений согласовывать и утверждать в установленном порядке.

Ключевые требования и особенности:

- **Исполнение оборудования:** Все компоненты ПВО (превенторы, задвижки, манифольд) должны быть выполнены из материалов, устойчивых к сульфидному коррозионному растрескиванию.
- **Классы оборудования:** для условий высокого содержания сероводорода и давления используются превенторы на высокие рабочие давления (например, 70 МПа, 105 МПа и выше).
- **Комплектация:** включает кольцевой превентор (универсальный) для герметизации при наличии инструмента и плашечные превенторы (с трубными, глухими и срезными плашками для возможности срезания бурильной трубы).
- **Манифольд ПВО:** оснащается двумя регулируемые дросселями (один — дистанционный, другой — резервный/ручной) для контроля давления в процессе глушения скважины.
- **Система управления:** Гидроаккумуляторы должны обеспечивать двойной цикл закрытия-открытия превенторов, даже при отключении электричества.
- **Безопасность:** Обязателен монтаж линии сброса газа на безопасное расстояние (факел), а также наличие стационарных датчиков сероводорода.

Ниже в таблице 5.6.1. приведена спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).

Таблица 5.6.1 – Рекомендуемые спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО) для скважин ОТ-4, ОТ-9, ОТ-1, ОТ-11, ОТ-6, ОТ-12, ОТ-7, ОТ-15

Обсадная колонна	Номер схемы обвязки ПВО	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Кол-во, (шт.)	Допустимое рабочее давление, (Мпа)
Название					
1	2	4	5	6	7
Направление	-	Дивертор 324 x 14	ТУ 26-16-183-85	1	14,0
Кондуктор	32	ОКК1-14 x 168x245 ОП-32- 280x21 ПУГ 280x21-1шт ППГ 280x21-1шт	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	14,0 21,0 21,0 21,0
Эксплуатационная	-	АФК1 65x14	ГОСТ 13846-2003	1	14,0

Примечание: 1. Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования согласовываются Буровым подрядчиком.

1. Предусмотреть применение установки Divertor на направление, для отвода поверхностного газа.
2. Допускается применение комплект ПВО зарубежных производителей (Cameron, FMC, Breda и др.).

5.7 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

5.7.1 Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Основной целью отбора керна является изучение физико-литологических свойств пород-коллекторов и нефтегазоносности разреза. Кроме этого, проектируются специальные исследования керна (коэффициент вытеснения нефти водой, кривые капиллярного давления, кривые относительной проницаемости для нефти и воды, смачиваемость), используемые при составлении гидродинамической модели. В процессе бурения интервалы отбора керна будут корректироваться по материалам ГИС и данным газокаротажа (ГТИ).

Интервалы отбора, а также его количество определено исходя из мощности и глубин залегания перспективных отложений.

Отобранный керн отправляется в петрофизическую лабораторию, где его детально и послойно описывают и выбранные образцы качественно анализируют.

Интервалы отбора шлама - частота отбора шлама через каждые 5 м. в перспективной части разреза отбор шлама производится через каждые 2 м, при прямых признаках УВ отбор шлама через каждые 1м до полного исчезновения признаков УВ.

В проектных скважинах ОТ-6 отбор керна планируется из юрских отложений, в скважинах ОТ-1, ОТ-4, ОТ-7 – из триасовых отложений.

В таблице 5.7.1 приведены проектные интервалы отбора керна по проектируемым поисковым скважинам, которые будут уточняться и изменяться геологической службой

Заказчика на основании фактических данных бурения.

Таблица 5.7.1 - Рекомендуемые интервалы отбора керна по проектируемым скважинам

Скв	Интервал отбора керна, м	Общая проходка, м	Возраст
ОТ-1, ОТ-11	500-518, 600-627, 650-677, 795-800	77	Т
ОТ-6, ОТ-12	270-297, 360-387, 595-600	59	Ј
ОТ-4, ОТ-9	880-907, 940-967, 1000-1027, 1070-1097, 1195-1200	113	Т
ОТ-7, ОТ-15	800-827, 1200-1227, 1240-1267, 1360-1387, 1440-1467, 1595-1600	140	Т

Примечание: интервалы отбора керна будут корректироваться в процессе бурения

5.7.2 Рекомендуемые геофизические исследования

Предусмотреть проведение геофизических исследований оптимальной сборкой скважинных приборов, позволяющих уменьшить количество спускоподъемных операций.

В открытом стволе скважины

С целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения пластов-коллекторов, а также уточнения граничных значений пористости и проницаемости, определяемых по ГИС, рекомендуется дополнительно включить в основной комплекс спектральный гамма-каротаж (СГК) для изучения природы естественной радиоактивности.

Наибольшая эффективность применения современного комплекса ГИС достигается при комплексировании с результатами петрофизических исследований образцов керна, отобранного при бурении проектных скважин.

Для глубинных геохимических исследований необходимо проведение газового каротажа в процессе бурения скважин с отбором и анализом проб бурового раствора (при обязательном наличии станции ГТИ). Кроме того, в процессе газового каротажа из бурового раствора извлекается газозвдушная смесь, которая анализируется для определения суммарного содержания углеводородного газа с дальнейшим выделением процентного содержания отдельных компонентов.

Полученные данные газового каротажа вместе с оперативным заключением о выделении продуктивных коллекторов являются базой для выбора объектов испытаний как в открытом стволе, так и в эксплуатационной колонне.

В обсаженном стволе скважины

Для оценки качества цементирования обсадных колонн, определения высоты подъема цемента за колонной, оценки состояния цементного камня и качества разобщения пластов применяются методы термометрии, гамма-гамма-каротажа (дефектоскопии/толщинометрии), акустической цементометрии (АКЦ) и фазокорреляционные диаграммы (ФКД).

Материалы ГИС скважины, используются:

- для литологического и стратиграфического расчленения и корреляции разрезов проектных скважин с ранее пробуренными;

- для выделения во вскрываемом разрезе коллекторов и их разделения по характеру насыщения на нефтегазонасыщенные и водонасыщенные;
- для определения положения водонефтяного контакта (ВНК) и газожидкостного контакта (ГЖК);
- для определения пластовых давлений и температур, оценки неоднородности пластов и объектов;
- для прогноза потенциальных дебитов;
- для прогнозирования геологического разреза в околоскважинном и межскважинном пространствах.

Основные задачи, решаемые с помощью ГИС в процессе опробования и освоения скважин, включают:

- привязку интервалов перфорации к разрезу по глубине;
- локализацию приточных прослоев, определение их суммарной толщины;
- оценку типов и объемов флюидов, поступающих из отдельных прослоев;
- исследование качества разобщения продуктивных и водонасыщенных пластов при многокомпонентном притоке (газ, нефть и вода).

Для выполнения перечисленных задач проверяют фактическое положение интервалов перфорации в разрезе, целостность цементных мостов и обсадной колонны, устанавливают наличие или отсутствие заколонной циркуляции. Изучение технического состояния скважины производится на всех этапах ее строительства и эксплуатации.

В проектных скважинах необходимо выполнение обязательного типового комплекса геофизических исследований по всему стволу (приведен в таблице 5.7.2) или использование их зарубежных аналогов. Комплекс общих исследований выполняется по всему разрезу скважин, в интервалах, перекрываемых направлением, кондуктором, технической и эксплуатационной колоннами, а также перед проведением испытаний пластов трубами (ИПТ) — промежуточные каротажи.

Для предотвращения осложнений ствола скважины (обвалы, прихваты бурового инструмента, газонефтеводопроявления) в неперспективной части разреза рекомендуется проводить общие геофизические исследования не реже, чем через каждые 500–700 м.

Для определения литологии, глинистости, пористости и насыщенности в комплекс ГИС включают следующие методы:

- ГК – гамма-каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- ИК – индукционный каротаж;
- АК – акустический каротаж по скорости пробега упругих волн;

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж;

ГГК-П – литоплотностной гамма-гамма-каротаж.

Таблица 5.7.2 - Проектируемый комплекс геофизических исследований

№	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервал записи, м	Примечание
ОТ-1, ОТ-11				
1	ГК, ННК, КС, БК, МБК, ДС, инклинометрия, ТМ, ПС, АКЦ, ФКД	1:500	50-150	
2	ГК, СГК, ННК, КС, АК, ДС, БК(5ти зонд), МБК, ИК(5ти зонд), инклинометрия, ТМ, ГГК п, ГГКс, МКЗ, ЯМК, АКШ, АКЦ, ФКД, опробование в открытом стволе (MDT)	1:500	150-800	MDT
ОТ-6, ОТ-12				
1	ГК, ННК, КС, БК, МБК, ДС, инклинометрия, ТМ, ПС, АКЦ, ФКД	1:500	50-150	
2	ГК, СГК, ННК, КС, АК, ДС, БК(5ти зонд), МБК, ИК(5ти зонд), инклинометрия, ТМ, ГГК п, ГГКс, МКЗ, ЯМК, АКШ, АКЦ, ФКД, опробование в открытом стволе (MDT)	1:500	150-600	MDT
ОТ-4, ОТ-9				
1	ГК, ННК, КС, БК, МБК, ДС, инклинометрия, ТМ, ПС, АКЦ, ФКД	1:500	100-450	
2	ГК, СГК, ННК, КС, АК, ДС, БК(5ти зонд), МБК, ИК(5ти зонд), инклинометрия, ТМ, ГГК п, ГГКс, МКЗ, ЯМК, АКШ, АКЦ, ФКД, опробование в открытом стволе (MDT)	1:500	450-1200	MDT
ОТ-7, ОТ-15				
1	ГК, ННК, КС, БК, МБК, ДС, инклинометрия, ТМ, ПС, АКЦ, ФКД	1:500	100-700	
2	ГК, СГК, ННК, КС, АК, ДС, БК(5ти зонд), МБК, ИК(5ти зонд), инклинометрия, ТМ, ГГК п, ГГКс, МКЗ, ЯМК, АКШ, АКЦ, ФКД, опробование в открытом стволе (MDT)	1:500	700-1600	MDT

Примечание: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважинах будет корректироваться геологической службой АО «Эмбаунайгаз»

5.7.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов

Опробование в процессе бурения испытателем пластов производится для выяснения характера насыщения пластов, пластового давления и предварительной оценки их продуктивности. Перед опробованием каждого объекта производится запись стандартного каротажа в т.ч. кавернометрия для определения коллекторских свойств пласта в стволе скважины и уточнения места установки пакера. Интервалы испытаний в эксплуатационной колонне разбиты с учетом выдержанности продуктивных пачек, установленных на месторождениях-аналогах, где в аналогичных интервалах (соответствующих глубинным отметкам и гипсометрии ловушек) получены промышленные притоки нефти и газа.

В таблице 5.7.3 приведены проектные интервалы испытания в обсаженной скважине, которые будут корректироваться геологической службой Заказчика в зависимости от фактических данных бурения.

Таблица 5.7.3 - Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне

Скв.	Кол-во объектов	Возраст	Интервал залегания объекта, м по вертикали/по стволу	
			от (вверх)	до (низ)
ОТ-1 ОТ-11	5	Т	705	755
			655	705
			605	655
		J	550	595
			505	550
ОТ-6 ОТ-12	4	J	520	600
			440	520
			360	440
			270	360
ОТ-4 ОТ-9	5	Т	1140	1200
			1070	1140
			1000	1070
			940	1000
			880	940
ОТ-7 ОТ-15	5	Т	1520	1600
			1440	1520
			1360	1440
			1280	1360
			1200	1280

Примечание: количество объектов и интервалы испытания будут корректироваться в процессе бурения геологической службой АО «Эмбаунайгаз»

5.7.4 Лабораторные исследования

Комплекс работ, намеченный в проектируемых скважинах, предусматривает отбор керна и пластовых флюидов. В целях исследования керна и материала, характеризующего продуктивные горизонты, для уточнения и дальнейшего изучения фильтрационно-емкостных свойств пород, установления петрофизической основы для интерпретации материалов ГИС, изучения физико-химических свойств пластовых флюидов, проектом предусматривается комплекс лабораторных исследований образцов пород, нефти, газа и воды, которые приведены в таблице 5.7.4.

Комплекс геохимических лабораторных исследований пластовых вод проводятся по следующим показателям: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав, растворенный сероводород и растворенный углекислый газ, микрокомпонентный состав вод, мех.примеси.

Таблица 5.7.4 - Виды лабораторных исследований

№	Наименование	Ед. измерения	Количество по проектируемым скважинам			
			ОТ-1 ОТ-11	ОТ-6 ОТ-12	ОТ-4 ОТ-9	ОТ-7 ОТ-15
1	Определение ФЕС	образец	150	80	150	150
2	Определение гранулометрического состава и карбонатности пород	образец	75	40	75	75
3	Литолого-петрографические исследования	образец	30	20	20	20
4	Минералогический состав пород	образец	20	20	30	30
5	Люминесцентно-битуминологические исследования	образец	10	10	10	10
6	Параметр пористости	образец	30	30	30	30
7	Параметр насыщения	образец	30	30	30	30

Продолжение таблицы 5.7.4

8	Анализ кривых капиллярного давления	образец	30	30	30	30
9	Определение коэффициента вытеснения нефти	образец	10	10	10	10
10	Анализ кривых относительной проницаемости для нефти и воды	образец	10	10	10	10
11	Анализ смачиваемости	образец	5	5	5	5
12	Анализ проб пластовой нефти	образец	6	6	6	6
13	Анализ проб поверхностной нефти	образец	6	6	6	6
14	Анализ проб пластовой воды	образец	3	3	3	3

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

Основным методом изучения радиоактивности горных пород является гамма-каротаж в открытом стволе со 100% охватом запроектированного метража бурения. Все гамма-каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы ГИС или с другими организациями.

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

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе проведения разведочных работ, предусмотренных настоящим «Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Тайсойган-2», геологической службой АО «Эмбаунайгаз» должна систематизироваться информация о ежедневных полевых работах, о состоянии обработки полевых данных, об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе, о проведенных комплексах ГИС, отбор проб и испытание продуктивных пластов. Эти данные в дальнейшем будут отражены в квартальных и годовых отчетах.

При бурении скважин постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства. Документы, предшествующие бурению скважин:

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

На скважины заводятся дела, 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, нефтегазопроявления.

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

После окончания буровых работ на площади проводится обобщение и анализ данных бурения и промысловой геофизики, а также проведенных лабораторных анализов керна и пластовых флюидов в условиях вскрытия с уточнением литолого-стратиграфической оценки вскрытой толщи и перспектив нефтегазоносности.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ, составляется оперативный подсчет запасов с дальнейшим вводом их в пробную эксплуатацию.

В случае отрицательных результатов бурения и испытания независимой разведочной скважины недропользователю необходимо: оценить целесообразность бурения зависимых скважин, пересмотреть местоположение и количество объектов испытания зависимых скважин.

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

Ликвидация последствий деятельности недропользования будет разработан и осуществлен в соответствии с требованиями:

- «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018г. № 200 (с изменениями 16 января 2019г. №11);
- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014г. №355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023г.);
- Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014г. № 188-V «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023г.);
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021г. №400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023г.).

8.1 Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации и консервации скважины направлены на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Подготовку материалов в комиссию для оформления ликвидации или консервации скважины, право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет пользователь недр (заказчик).

Работы по ликвидации и консервации скважины будут производиться сразу после испытания. В зависимости от результатов испытания трех перспективных продуктивных горизонтов будут проводиться ликвидационные или консервационные работы.

Конкретный план действий по ликвидации или консервации скважины, законченной строительством, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, согласно «Правила ликвидации и консервации объектов недропользования», и других нормативных документов и согласовывается с территориальной инспекцией геологии и недропользования.

На участке Тайсойган-2 к ликвидации планируются 4 независимые и 4 зависимые поисковые скважины.

Работы по ликвидации скважин будут производиться со станка с

грузоподъемностью, отвечающий всем техническим требованиям проведения работ по ликвидации.

Таблица 8.1.1 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины ОТ-1,ОТ-11

№	Операции по скважине	Прод., час: мин.
1	2	3
1.	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех.воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	144
2.	ПЗР. Сборка и спуск в скважину бурильной Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояние обсадной колонны.	12:00
3.	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	12:00
4.	Спуск в скважину бурильной колонны НКТ Ø73 мм с воронкой на глубину 775 м.	8:00
5.	Установить цементный мост №1 в интервале 685-775 м.	02:00
6.	Поднять компоновку на 685 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
7.	Поднять трубы до 585 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
8.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
9.	Спуск бурильной колонны на глубину 685 м. Установить цементный мост №2 в интервале 585-685 м.	01:00
10.	Поднять компоновку на 585 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
11.	Поднять трубы до 485 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
12.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
13.	Спуск бурильной колонны на глубину 585 м. Установить цементный мост №3 в интервале 585-485 м.	01:00
14.	Поднять компоновку на 485 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
15.	Поднять трубы до 385 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
16.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
17.	Подъем бурильной колонны на глубину 170 м. Установить цементный мост №4 в интервале 170-100 м.	01:00
18.	Поднять компоновку на 100 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
19.	Поднять трубы до 30 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
20.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
21.	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
22.	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	72
23.	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз»;	08:00
	ИТОГО:	377
	Продолжительность работ, сут.	15,7

Таблица 8.1.2 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины ОТ-6, ОТ-12

№	Операции по скважине	Прод., час: мин.
1	2	3
1.	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех.воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	144
2.	ПЗР. Сборка и спуск в скважину бурильной Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояние обсадной колонны.	12:00
3.	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	12:00
4.	Спуск в скважину бурильной колонны НКТ Ø73 мм с воронкой на глубину 620 м.	8:00
5.	Установить цементный мост №1 в интервале 620-500 м.	02:00
6.	Поднять компоновку на 500 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
7.	Поднять трубы до 400 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
8.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
9.	Оставить бурильную колонну на глубине 500 м. Установить цементный мост №2 в интервале 500-420 м.	01:00
10.	Поднять компоновку на 420 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
11.	Поднять трубы до 320 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
12.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
13.	Оставить бурильной колонны на глубину 420 м. Установить цементный мост №3 в интервале 420-340 м.	01:00
14.	Поднять компоновку на 340 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
15.	Поднять трубы до 240 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
16.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
17.	Оставить бурильной колонны на глубину 340 м. Установить цементный мост №4 в интервале 340-250 м.	01:00
18.	Поднять компоновку на 250 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
19.	Поднять трубы до 150 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
20.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
21.	Подъем бурильной колонны на глубину 170 м. Установить цементный мост №5 в интервале 170-100 м.	01:00
22.	Поднять компоновку на 100 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
23.	Поднять трубы до 30 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
24.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
25.	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
26.	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	72:00
27.	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз»;	08:00
	ИТОГО:	405
	Продолжительность работ, сут.	16,8

Таблица 8.1.3 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины ОТ-4,ОТ-9

№	Операции по скважине	Прод., час: мин.
1	2	3
1.	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех.воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	144
2.	ПЗР. Сборка и спуск в скважину бурильной Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояние обсадной колонны.	12:00
3.	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	12:00
4.	Спуск в скважину бурильной колонны НКТ Ø73 мм с воронкой на глубину 1220 м.	12:00
5.	Установить цементный мост №1 в интервале 1120-1220 м.	02:00
6.	Поднять компоновку на 1120 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
7.	Поднять трубы до 1020 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
8.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
9.	Спуск бурильной колонны на глубину 1120 м. Установить цементный мост №2 в интервале 980-1120 м.	01:00
10.	Поднять компоновку на 980 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
11.	Поднять трубы до 880 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
12.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
13.	Спуск бурильной колонны на глубину 980 м. Установить цементный мост №3 в интервале 860-980 м.	01:00
14.	Поднять компоновку на 860 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
15.	Поднять трубы до 760 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
16.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
17.	Подъем бурильной колонны на глубину 470 м. Установить цементный мост №4 в интервале 470-400 м.	01:00
18.	Поднять компоновку на 400 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	01:00
19.	Поднять трубы до 300 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
20.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
21.	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
22.	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	72
23.	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз»;	08:00
	ИТОГО:	381
	Продолжительность работ, сут.	15,8

Таблица 8.1.4 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины ОТ-7, ОТ-15

№	Операции по скважине	Прод., час: мин.
1	2	3
1.	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех.воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	144
2.	ПЗР. Сборка и спуск в скважину бурильной Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояние обсадной колонны.	12:00
3.	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	12:00
4.	Спуск в скважину бурильной колонны НКТ Ø73 мм с воронкой на глубину 1620 м.	12:00
5.	Установить цементный мост №1 в интервале 1620-1500 м.	02:00
6.	Поднять компоновку на 1500 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
7.	Поднять трубы до 1400 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
8.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
9.	Спуск бурильной колонны на глубину 1500 м. Установить цементный мост №2 в интервале 1500-1340 м.	02:00
10.	Поднять компоновку на 1340 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
11.	Поднять трубы до 1240 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
12.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
13.	Спуск бурильной колонны на глубину 1340 м. Установить цементный мост №3 в интервале 1340-1180 м.	02:00
14.	Поднять компоновку на 1180 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
15.	Поднять трубы до 1240 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
16.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
17.	Подъем бурильной колонны на глубину 720 м. Установить цементный мост №4 в интервале 720-650 м.	02:00
18.	Поднять компоновку на 650 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
19.	Поднять трубы до 550 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
20.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	01:00
21.	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
22.	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	72
23.	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз»;	08:00
	ИТОГО:	390
	Продолжительность работ, сут.	16.25

8.2 Интервалы установки цементных мостов

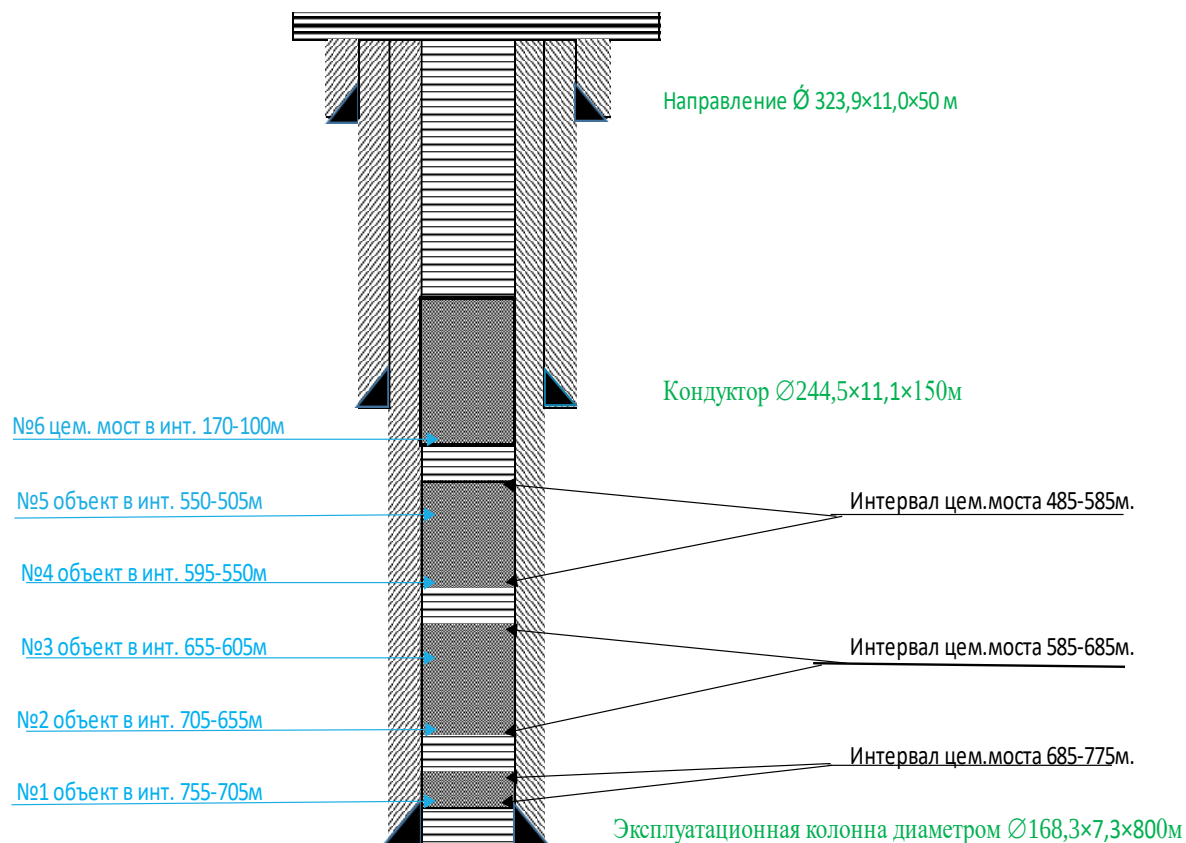


Рис. 8.2.1 - Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-1, ОТ-11)

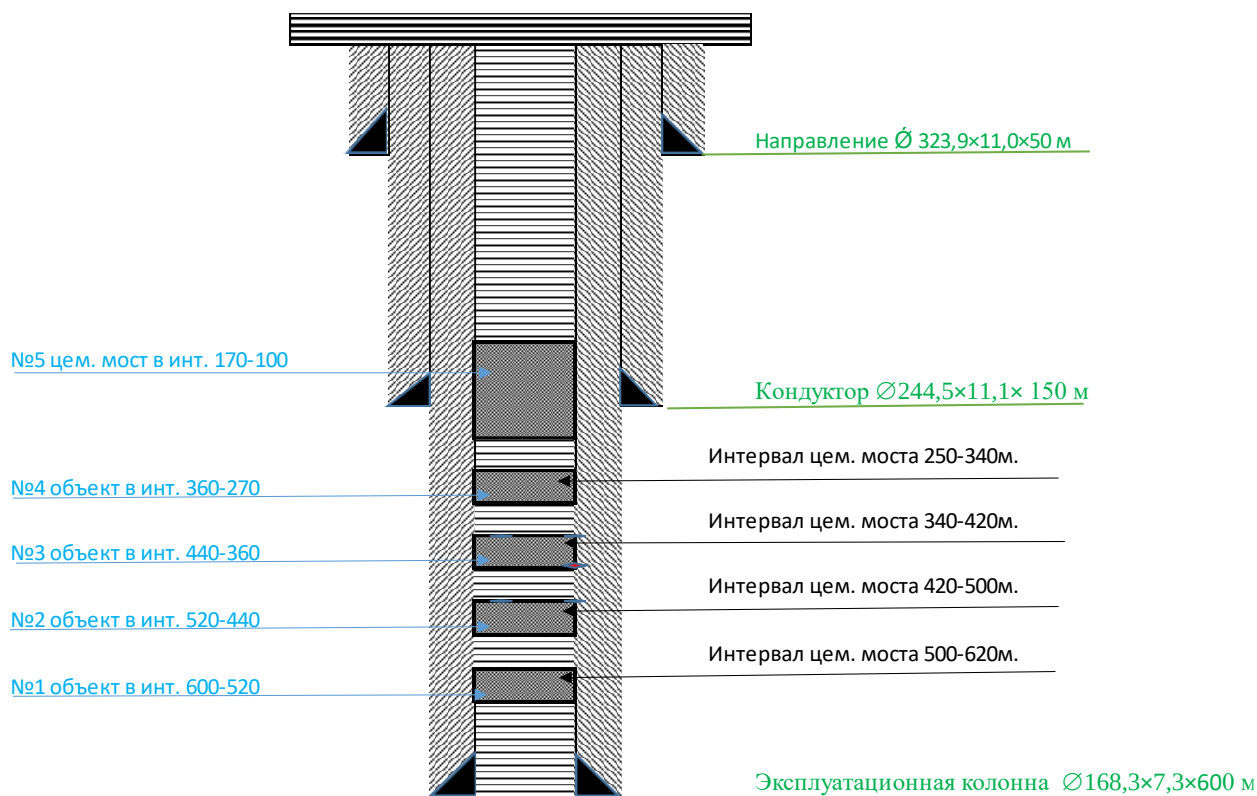


Рис. 8.2.2 - Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-6, ОТ-12)

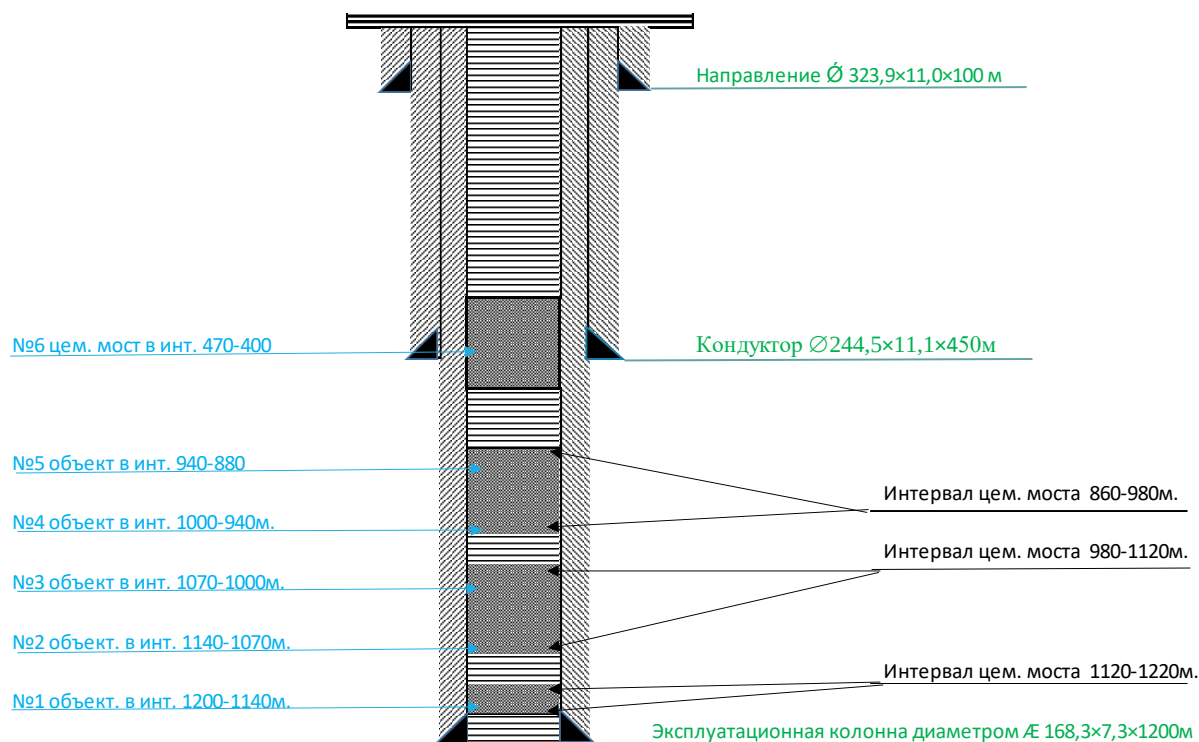


Рис. 8.2.3 - Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-4, ОТ-9)

Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-7, ОТ-15)

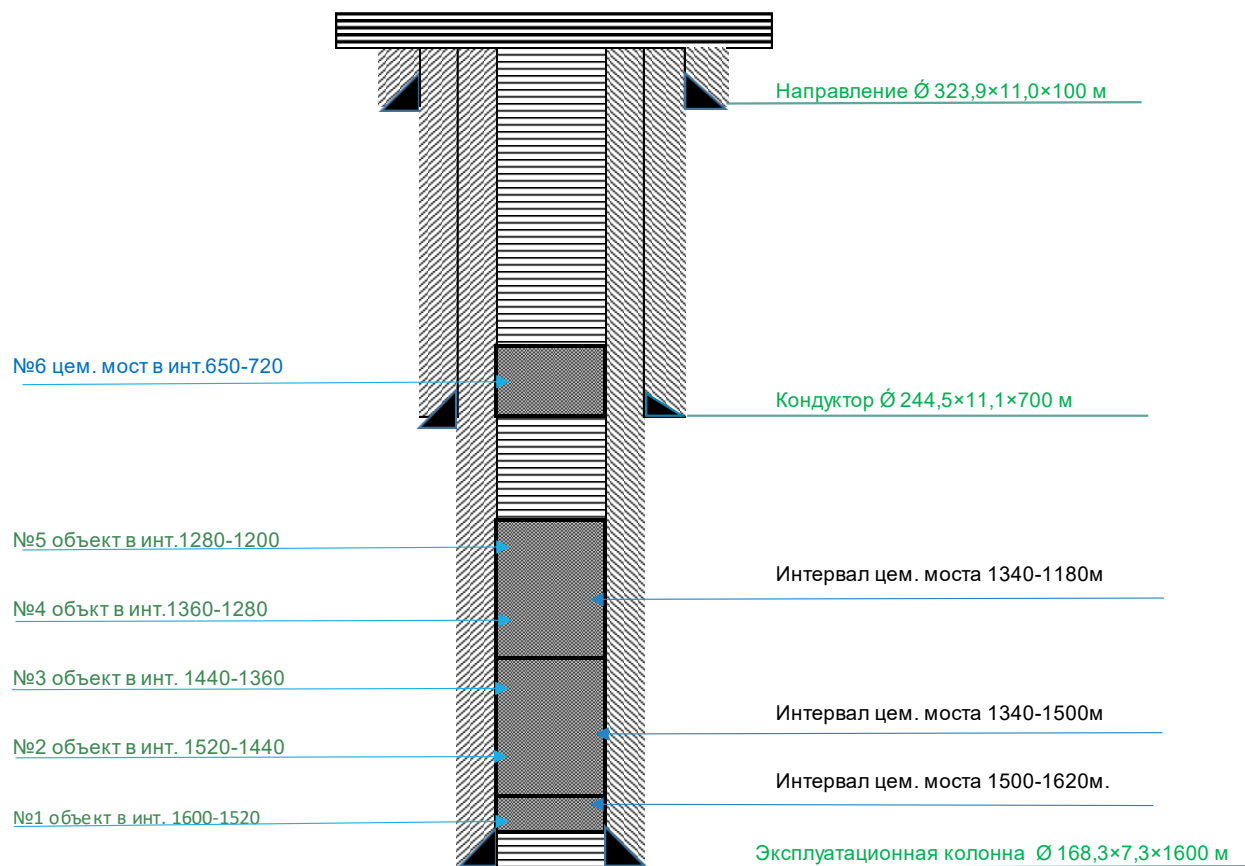


Рис. 8.2.4 - Интервалы установки цементных мостов (скважина ОТ-7, ОТ-15)

8.3 Сводный экономический расчет по ликвидации скважины

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании полученных ценовых предложениях от АО «Эмбаунайгаз».

В табл.8.3.1 приведены суммарный расчет стоимости ликвидации скважин.

Таблица 8.3.1 - Расчет стоимости ликвидации скважин

№	Скважина	Проектные глубины, м	Средние показатели, согласно ЦП
Независимые скважины			
1	ОТ-1	800	8 940 555
2	ОТ-6	600	9 604 575
3	ОТ-4	1200	9 035 415
4	ОТ-7	1600	9 248 850
Итого:		4200	36 829 395
Зависимые скважины			
5	ОТ-11	800	8 940 555
6	ОТ-12	600	9 604 575
7	ОТ-9	1200	9 035 415
8	ОТ-15	1600	9 248 850
Итого:		4200	36 829 395
Всего по скважинам:			73 658 790

Средние показатели, согласно ЦП полученным от АО «Эмбаунайгаз»

В таблице 8.3.2 приведен сводный экономический расчет по полной ликвидации последствий недропользования на участке Тайсойган-2.

Работы по ликвидации включают ликвидацию и прочие возможные расходы в размере 5% от предусмотренных затрат.

Таблица 8.3.2 - Сводный экономический расчет по ликвидации последствий недропользования по участку Тайсойган-2

№	Наименование работ	Ед. изм.	Сумма (без НДС)
1	Затраты на ликвидацию скважин	тенге	73 658 790
2	Прочие расходы 5%	тенге	3 682 939
	Всего затрат без НДС:	тенге	77 341 729

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Основной задачей охраны недр и окружающей среды является рациональное использование природных ресурсов на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Работы на месторождении проводятся в соответствии с существующими методическими указаниями и инструкциями по соблюдению требований охраны недр, окружающей среды и рационального использования недр.

При реализации проектов на месторождении производятся мероприятия по минимизации техногенного воздействия производственных факторов, включая факторы физического воздействия, на здоровье населения и на окружающую среду, обеспечивающие выполнение природоохранного и санитарно-гигиенического законодательства РК в необходимом объеме.

9.1 Природно-климатическая характеристика района

Административно рассматриваемый участок относится к Кызылкогинскому району Атырауской области Республики Казахстан. Ближайший населенный пункт – село Мукур расположенное в 232 км от областного центра г.Атырау, с которым село связано автодорогами местного значения. К югу от контрактной территории проходят железнодорожная и автомобильная магистрали «Актобе-Атырау».

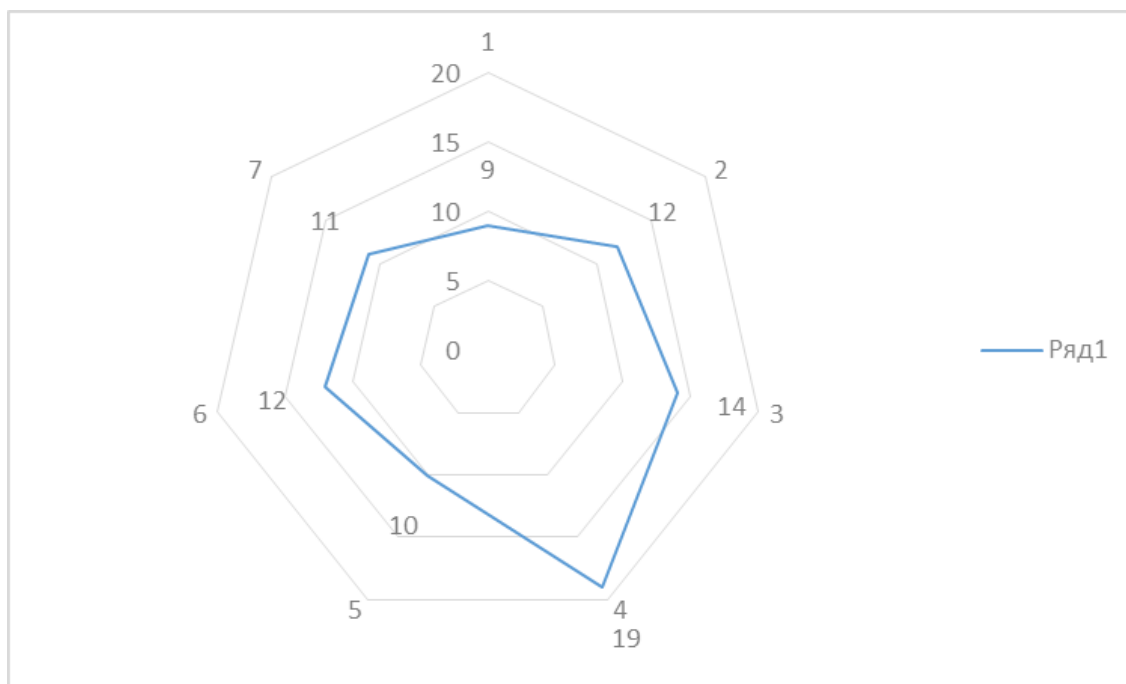
В орографическом отношении описываемый район представляет собой пустынную песчаную равнину с абсолютными отметками рельефа около -20 м. Рельеф плавно понижается к побережью Каспийского моря, местами доходя до -28 м. Ландшафт местности представляет собой глинисто-песчаную равнину, изобилующую солёными озёрами, сорами, такырами.

Гидрографическая сеть развита слабо, представлена рекой Уил в настоящее время которая находится под угрозой обмеления. В восточной части района протекает река Сагиз, вода которой не пригодна для питья. Пресноводных колодцев мало, дебиты воды в них незначительные. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу из реки Урал и подземных вод, обеспечение технической водой – из добывающих скважин. Первый от поверхности водоносный горизонт в альб-сеноманских отложениях находится на глубинах порядка 270-400 м.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района на участке Тайсойган в Кызылкогинском районе Атырауской области представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Карабау за 2018г.

Таблица 9.1.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (XII)	-9,2 ⁰ С
Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VIII)	37,0 ⁰ С
Годовое количество осадков за холодный период года (XI-III)	161,4 мм
Годовое количество осадков за теплый период года (IV-X)	2232 мм
Среднее число дней с пыльными бурями: 0,003	нет
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	8-9 м/с

**Рис. 9.1.1 – Роза ветров****Таблица 9.1.2 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей**

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	12	14	19	10	12	11	13	1

Таблица 9.1.3 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-8,3	-1,1	4,1	12,2	19,2	22,7	25,8	29,2	16,1	6,8	-2,3	-8,5	9,7

Таблица 9.1.4 - Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
5,5	4,4	5,2	4,5	3,0	3,7	3,3	3,4	4,4	3,9	4,0	4,7	4,2

9.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнений

Контроль осуществляется за следующими составляющими компонентами окружающей среды:

- контроль качества атмосферного воздуха;
- контроль состояния поверхностных и подземных вод;
- контроль состояния почвенного покрова;
- контроль радиационного фона.

На участке Тайсойган-2 не ведется изучения охраны окружающей среды (производственный экологический мониторинг ОС).

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

9.3 Охрана поверхностных и подземных вод

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевы, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Водоносный горизонт территории содержит воды с минерализацией от 93,5 до 229,5 г/дм³. Химический состав вод хлоридно-натриевый. Соры в данном случае являются аккумуляторами всех поверхностных стоков атмосферных осадков с окружающих их поверхностей. Кроме того, для грунтовых вод верхнечетвертичных морских хвалыньских отложений и напорных вод нижнемеловых, юрских, триасовых они служат областью их разгрузки. Грунтовые воды залегают на глубине 2-4 м. В разрезе надсолевого комплекса

пород прослеживаются водоносные горизонты мощностью от 5 до 40м, представленные песками и песчаниками, в отдельных случаях встречаются прослои известняков.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в сорах и песках.

На участке Тайсойган-2 не ведется изучение охраны окружающей среды (производственный экологический мониторинг ОС).

9.3.1 Месторождение подземных вод Тайсойганское

Тайсойганское месторождение подземных вод находится в юго-восточной части песчаного массива Тайсойган и частично входит в территорию участка Тайсойган-2, выделенного под геологический отвод. Месторождение делится на 4 участка: Северный, Южный, Западный и Восточный. Запасы пресных подземных вод, с целью использования для хозяйственного водоснабжения, оценены и приняты на баланс по 3 последним участкам.

Водоносный горизонт - верхнечетвертичные аллювиально-дельтовые отложения. Водовмещающие породы в верхней части разреза представлены тонко- и мелкозернистыми песками, в подошве горизонта – крупнозернистыми песками с гравийным материалом.

Пресные подземные воды получили распространение в виде крупных линз площадью от 40 до 267 км² неправильной формы, расположенных на площади более минерализованных вод.

Воды грунтовые, минерализация воды 0,3-0,9 г/л, уровень залегания подземных вод 1,5-5,0м. Мощность водоносного горизонта изменяется от 2-4 м в краевых частях до 20-22 м в центре и составляет в среднем для восточного и южного участков – 12 м, для западного – 14 м.

Изучение Тайсойганского массива с целью организации хозяйственно-питьевого водоснабжения ведется с 1976 года. В период с 1978 по 1986 гг. были проведены этапы предварительной и детальной разведки, по результатам которых оконтурены зоны пресных вод и впервые утверждены запасы по Восточному, Южному и Западному участкам.

На сегодняшний день действуют результаты современной переоценки эксплуатационных запасов 2011-2016 гг (утверждены ГКЗ РК на срок эксплуатации 27 лет):

По Восточному участку (по результатам доразведки 2010–2011 гг.) запасы по сумме категорий В+С1 составляют 0,999 тыс. м³/сут.

По Южному и Западному участкам (по результатам доразведки 2015–2016 гг.) запасы по сумме категорий В+С1 составляют 19,267 тыс. м³/сут.

Тайсойганское месторождение пресных подземных вод является важным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения. В связи с неглубоким залеганием грунтовых вод (уровень от 1,5 до 5,0 м) и их высокой естественной уязвимостью к поверхностному загрязнению, при проектировании работ предусмотрен комплекс строгих водоохраных мероприятий.

В природоохранных целях настоящим Дополнением №2 недропользователь АО «Эмбаунайгаз» предусматривает размещение поисковых скважин на безопасном удалении от границ песчаного массива Тайсойган и, соответственно, вне зон санитарной охраны (ЗСО) Тайсойганского месторождения пресных подземных вод.

Для предотвращения негативного воздействия на подземную гидросферу в период строительства скважин предусмотрены следующие технические и технологические решения:

- Обязательный спуск направления и/или кондуктора с качественным цементированием за колонного пространства от забоя до устья. Это обеспечит полное разобщение интервала залегания пресных вод и исключит их контакт с циркулирующим буровым раствором.
- Обустройство буровых площадок и мест хранения отходов бурения с применением надежной гидроизоляции (противофильтрационных экранов, геомембран), исключающей фильтрацию технических жидкостей, буровых сточных вод и фильтрата шлама в проницаемые грунты.
- Запрет на использование пресных подземных вод Тайсойганского месторождения для технических нужд бурения.

Кроме того, для своевременного выявления, оценки и предотвращения возможных негативных последствий будет организована локальная мониторинговая сеть. Для контроля за возможным загрязнением первого от поверхности водоносного горизонта вокруг каждой поисковой скважины планируется разместить по 4 наблюдательные гидрогеологические скважины.

Программа экологического мониторинга включает:

- Проведение фоновых замеров до начала земляных работ, оперативный контроль в процессе бурения и контрольные замеры после демонтажа бурового оборудования.
- Регулярные замеры статического уровня и температуры подземных вод, а также отбор проб для контроля гидрохимических показателей (включая специфические маркеры техногенного воздействия: нефтепродукты, хлориды, тяжелые металлы и изменение общей минерализации).

Все полученные данные будут систематизироваться, оформляться в виде отчетов и направляться в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

9.4 Управление отходами

Загрязнение окружающей природной среды промышленными отходами приводит к негативным последствиям для компонентов природной среды, в первую очередь, почвы и водной среды. Размещение отходов в природной среде приводит к нарушению почвенно-растительных структур, уплотнению почв, опасности возникновения эрозии почвы, нарушению кислородного баланса, усугублению опасности экоцида.

Опасными субстанциями, загрязняющими компонентами природной среды в процессе разработки месторождения являются буровой шлам, отработанный буровой раствор, металлолом (отработанные долота, обрезки труб), отработанные масла и коммунальные отходы. Все производственные и коммунальные отходы по мере накопления вывозятся согласно договору со специализированной организацией на переработку.

В целях предотвращения загрязнения окружающей среды от отходов производства предусматриваются *следующие мероприятия*:

- применение технологий утилизации отходов;
- продолжать техническую и биологическую рекультивацию почв, направленную на сокращение сроков восстановления загрязнённой природной системы;
- осуществить мониторинг почв, включающий обследование механического, физического и химического состояния и др.

9.5 Охрана почвенного покрова

Описываемая территория по почвенно-географическому районированию относится к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни. Аридность климатических условий территории, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, слабую выщелоченность от карбонатов и легкорастворимых солей, повышенную щелочность почвенных растворов и широкое проявление процессов солонцевания почв.

Важную роль в формировании и пространственном распределении почвенного покрова Прикаспийской низменности играет микрорельеф, представленный здесь разнообразными по величине и форме западинами и блюдцами, генетически связанными с суффозионными, эрозионными и дефляционными процессами. Перераспределяя атмосферную влагу по поверхности, микрорельеф создает неодинаковые гидрологические и микроклиматические условия почвообразования, следствием чего является весьма

характерная для данного района резко выраженная комплексность почвенно-растительного покрова.

Почвы района обладают низким агроэкологическим потенциалом, непригодны для земледелия без орошения и могут использоваться только в качестве малопродуктивных пастбищных земель. Отсутствие задернованности поверхностных горизонтов, слабая гумусированность и засоленность почв определяют их низкую природную устойчивость и легкую ранимость под влиянием антропогенных воздействий.

Бурые солонцеватые почвы. Бурые почвы являются самыми распространенными почвами Атырауской области, занимающими свыше 20% территории и встречаются преимущественно в комплексе с солонцами пустынными. По механическому составу бурые солонцеватые почвы в районе рассматриваемого участка относятся к легкосуглинистым разновидностям.

Основной фон растительности на бурых солонцеватых почвах составляет изреженный покров белопопынной ассоциации с небольшим участием муртука, мятлика луковичного эбелека.

Содержание гумуса у бурых солонцеватых почв колеблется от 0,5 до 0,8%. Своеобразным является распределение гумуса по вертикальному профилю, нередко, с максимумом содержания в иллювиальном солонцовом горизонте.

Максимальные показатели емкости поглощения отмечаются в солонцовом горизонте 7-20 мг/экв./100г почвы. В составе обменных оснований горизонта В значительна роль обменного натрия от 5,1 до 10-15% от суммы. В горизонте В² его содержание может варьировать от 1 до 9 и более процентов.

Солонцы пустынные. Отличаются небольшой мощностью надсолонцового горизонта. Мощность горизонта А составляет 6-10 см, из которых 2-3 см. составляет пористая корка. Ниже его структура чешуевато-комковато пылеватая. Содержание гумуса в надсолонцовом горизонте – 0,6-0,8 %, в горизонте В¹ – 0,6-1,0 %. На долю поглощенного натрия в солонцовом горизонте приходится 22-40 % емкости поглощения. Засоление появляется в горизонте В² и отмечается по всему профилю. Тип засоления преимущественно хлоридно-сульфатный. По глубине залегания засоленного горизонта, описываемые почвы, преимущественно, солончаковые.

Солончаки соровые. Встречаются по впадинам и депрессиям, образованным, в основном, эрозионными процессами. Поверхность таких солончаков совершенно лишена растительности. Такие элементы рельефа представляют собой благоприятную среду для соленакопления за счет сноса солей талыми водами с окружающих вышележащих участков и подпитывания сильноминерализованными грунтовыми водами. Все это обеспечивает

постоянную капиллярную связь сильно минерализованных грунтовых вод с поверхностными горизонтами и высокое засоление всего профиля. Вследствие этого соровые солончаки большую часть года представляют собой соленосные грязи. В жаркий сухой период, вследствие интенсивного испарения, на их поверхности образуется соляная корка мощностью от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Мониторинг почвенного покрова

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождения на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработка рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках (СЭП)*, на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявление тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

На участке Тайсойган-2 не ведется изучение охраны окружающей среды (производственный экологический мониторинг ОС).

Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве буровых установок предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;
- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;
- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости, имеющие гидроизоляцию;
- установка автоматического отключения скважин при авариях;
- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение

первых часов;

- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт.

9.6 Растительный мир

Исследуемая территория расположена в пустынной зоне, в подзоне остепненных пустынь. Географическое положение обуславливает однородность пространственной структуры, бедность ботанического состава, низкий уровень биологического разнообразия. Основу растительного покрова составляет ксерогалофитная растительность из сочных многолетних и однолетних солянок. Практически повсеместно преобладает солянковая растительность, за исключением соровых понижений, поверхность которых практически оголена.

Растительность участка представлена различными жизненными формами: древесная растительность (кустарники и полукустарники), и травянистые: (многолетние и одно-двулетние травы). Кустарники, как в составе флоры, так и растительного покрова играют очень незначительную роль. Основу флоры составляют травянистые растения.

Пустынная растительность представлена следующими сообществами.

Однолетнесолянковые:

- однолетнесолянковые, в сочетании с редкими тробенщиком и соляноколосником (клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая, гребенщик многоветвистый, соляноколосник каспийский);
- мёртучково-однолетнесолянковые (мёртучок восточный, мёртучок пшеничный, клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая, соляноколосник каспийский, солянка натронная, солянка содоносная, свёда заостренная);
- соляноколосниково-однолетнесолянковые (соляноколосник каспийский, солянка натронная, солянка содоносная, свёда заостренная, клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая).

Белоземельнополынные:

- белоземельнополынно - солянковые (полынь белоземельная, полынь Лерховская, полынь селитрянная, свёда заостренная, клемакоптера шерсистая, солянка натронная, солянка содоносная, свёда заостренная, петросимония раскидистая);
- биюргуновые (биюргун солончаковый).

Кустарниковые:

- эфимерно-гребенщиковые (мёртучок пшеничный, додарция, крестовник Ноевский, дескурайния Софьи, гребенщик многоветвистый);
- злаково-разнотравно-гребенщиковые (верблюжья колючка, лебеда татарская

солодка голая, софора лисохвостая, дымнянка, кермек Гмелина, грамала, спорыш).

В состав антропогенной растительности входят:

- адраспаново-мортуковые (адраспан, мортук пшеничный, мортук восточный), адраспаново-сарсазановые, (адраспан, сарсазан шишковытый);
- однолетнесолянково-адраспановые (сарсазан шишковытый, сведа заостренная, клемакоптера шерсистая, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная, петросимония раскидистая).

Большая территория исследуемого участка антропогенно преобразена за счет проведения строительных и буровых работ, густой транспортной сетью и линиями высоковольтной электропроводкой.

Растительность трансформирована за счет выпаса скота, многочисленных грунтовых дорог, замусоренности бытовыми отходами.

9.7 Животный мир

Млекопитающие

Наибольшее количество видов млекопитающих относится к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам.

Насекомоядные, семейство ежовые, представлены видом ушастый ёж - *Erinaceus awitus*. Представители этого вида встречаются в разреженных зарослях гребенщика.

Рукокрылые, семейство гладконосые рукокрылые, представлены видами: усатая ночница - (*Myotis mystacinus*) и серый ушан (*Plecotus austriacus*).

Отряд хищные, семейство псовые, представлены 3 видами: Волк – *Canus lupus* - вид, предпочитающий селиться в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. Корсак - (*Vulpes corsac*) распространён практически на всей территории участка, и лисица (*ulpes vulpes*) - обитает на полупустынных участках с кустарниковой растительностью.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом заяц-русак (*Lepus europaeus*).

Семейство куньи представлено лаской (*Mustela nivalis*) и степным хорьком (*Mustela eversmanni*) - хищные зверьки, питающиеся насекомыми, грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами: малый тушканчик - (*Allactaga elater*), большой тушканчик (*Allactaga major*) и тушканчик прыгун (*Allactaga sibirica*), которые обитают на участках полупустынного характера. Емуранчик (*Stylodipus telum*) селится в мелкобугристом рельефе. Мохноногий тушканчик (*Dipus sagitta*) обитает на территории с задернованными почвами. Хомяковые представлены следующими видами: серый хомячок (*Cricetulus migratorius*) и обыкновенная

полёвка (*Microtus arvalis*).

Семейство песчанковые. Большая песчанка (*Rhombomys opimus*) - широко распространённый грызун, живущий колониями, гребенщикова песчанка (*Meriones tamariscinus*) селится по пескам, тяготеет к кустарникам гребенщика. Краснохвостая песчанка (*Meriones libycus*) обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

Семейство мышинные представлено видами домовая мышь (*Mus musculus*) и серая крыса (*Rattus norvegicus*) распространение которых тесно связано с жилыми и хозяйственными постройками.

Класс пернатые.

Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать более 200 видов в период полёта, что составляет около половины видов орнитофауны Казахстана. Птиц обследуемой территории можно разделить на 4 категории по характеру пребывания: пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых исследуемой территории обеднена в видовом отношении. Из гнездящихся пернатых отмечены: 4 вида дневных хищных (черный коршун - *Nilvus migrans*, болотный лунь - *Circus aeruginosus*, куганник – *Buteo rufinus*, степной орел - *Aquila rapax*), совообразные 2 вида (филин- *Bubo bubo* и домовый сыч- *Athene noctua*), ракшеобразные - 2 вида (золотистая - *Merops apiaster* и зеленая - *Merops superciliosus* щурки). Воробьинообразные наиболее многочисленны как в видовом, так и в количественном составе. Наиболее представительны жаворонковые (хохлатый - *Galerida cristata*, малый - *Calandrella cinerea*, серый - *Calandrella rufescens*, степной - *Melanocorypha calandra* и рогатый - *Eremophila alpestris*). Трясогузковые на гнездовье отмечены 2 вида (полевой конек - *Anthus campestris* и белая трясогузка - *Motacilla alba*), и дроздовые – (обыкновенная - *Oenanthe oenanthe* и черная - *Oenanthe picata* каменки).

На зимовке встречаются 7 видов, это сизый голубь, филин, домовый сыч, хохлатый, черный и рогатый жаворонки, полевой и домовый воробьи. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых, некоторых вьюрковых и овсянок.

Значительная часть центра промыслов подвержена значительному техногенному воздействию. Фауна или практически отсутствует, или видовое разнообразие снижено до 2-4 видов.

Для сбора более точных сведений о видовом и количественном составе фауны необходимо организовать полноценные экспедиции на разных этапах жизнедеятельности представителей животного мира.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитание при

проведении работ по размещению объектов инфраструктуры, складированию производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать уничтожения или разрушения.
- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время.
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений автотранспорта.
- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.).
- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства скважин.

Движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважины, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены.

Для предотвращения потравы диких, домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременную обработку образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительную работу и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

9.8 Радиационная безопасность

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – непревышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020г. № ҚР ДСМ-275/2020 в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы.

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Мероприятия по радиационной обстановке

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- измерения уровней гамма-излучения в местах наиболее вероятного их повышения;
- определение радионуклидного состава и измерение удельной активности проб нефти, пластовой воды и грунта;
- определение содержания радона-222 и его дочерних продуктов распада в воздухе производственных помещений, связанных с ремонтом и хранением использовавшегося на нефтепромыслах оборудования;
- определение радиоактивного загрязнения пластовой воды и грунтовых вод по суммарной объемной (удельной) активности радионуклидов по альфа- и бета-излучению;
- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- непревышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

На месторождении необходимо продолжать постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб и др.

9.9 Аварийные ситуации

Объекты нефтедобывающей отрасли, в большинстве, относятся к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду. К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относятся:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую, низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры.

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

В случае аварийного разлива нефти предприятие – виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

При возникновении аварийных ситуаций предприятие обязано провести следующие мероприятия:

- ликвидировать (засушливость, перекрыть) источник разлива нефти;

- оценить объем произошедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить дальнейшее распространение;
- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации.

Рекомендации по снижению вредного воздействия на окружающую среду:

- соблюдать контроль соответствия проектной и иной документации природоохранному законодательству РК;
- проведение ежегодного мониторинга согласно программе производственного экологического мониторинга;
- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- организация движения транспорта только по автодорогам.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

Согласно текущему проектному документу на участке Тайсойган-2 предусматривается бурение 4 поисковых независимых и 4 зависимых скважин, стадийность геологоразведочных работ предусматривается в 2 этапа. В таблице 10.1 представлены намечаемые сроки реализации проектных решений предусмотренные настоящим проектом.

Таблица 10.1 – Сроки реализации намечаемой деятельности в период разведки

№№	Скважина	Проектный горизонт	Проектная глубина, м	Планируемый срок реализации
1	ОТ-1 ОТ-11	T	800	2026-2027 гг.
2	ОТ-6 ОТ-12	J	600	
3	ОТ-4 ОТ-9	T	1200	
4	ОТ-7 ОТ-15	T	1600	

Расчет продолжительности строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважины на участке приведена ниже.

Таблица 10.2 - Расчет продолжительности бурения для скважин ОТ-6, ОТ-12 глубиной 600м

Подготовка площадки, мобилизация БУ, сут	Время демонтажа буровой установки, сут	Время монтажа подъемника для испытания, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, (сут)						
			Всего	в том числе					Испытание (освоение)
				Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Всего	В открытом стволе	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	3	2	152,27	5	2	27,5	105,77	6,6	99,17

Таблица 10.3 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для скважин ОТ-6, ОТ-12 глубиной 600м

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, (сут)	Интервал бурения (по стволу), (м)		Продолжительность, (сут)		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,2	0	50	-	0,6	-
2	Кондуктор	2,2	50	150	-	2,9	-
3	Эксплуатационная колонна	3,8	150	600	-	-	16,8
	Всего	7,2	-	-	-	20,3	

Таблица 10.4 - Расчет продолжительности бурения для скважин ОТ-1, ОТ-11 глубиной 800м

Подготовка площадки, мобилизация БУ, сут	Время демонтажа буровой установки, сут	Время монтажа подъемника для испытания, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, (сут)						
			Всего	в том числе					
				Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание (освоение)		
							Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	3	2	179,84	5	2	29,3	131,54	6,6	124,94

Таблица 10.5 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для скважин ОТ-1, ОТ-11 глубиной 800м

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, (сут)	Интервал бурения (по стволу), (м)		Продолжительность, (сут)		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,2	0	50	-	0,6	-
2	Кондуктор	2,2	50	150	-	2,9	-
3	Эксплуатационная колонна	4,2	150	800	-	-	18,2
	Всего	7,6	-	-	-	21,7	

Таблица 10.6 - Расчет продолжительности бурения для скважины ОТ-4, ОТ-9 глубиной 1200м

Подготовка площадки, мобилизация БУ, сут	Время демонтажа буровой установки, сут	Время монтажа подъемника для испытания, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, (сут)						
			Всего	в том числе					
				Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание (освоение)		
							Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	3	2	187,96	5	2	37,42	131,54	6,6	124,94

Таблица 10.7 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для скважин ОТ-4, ОТ-9 глубиной 1200м

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, (сут)	Интервал бурения (по стволу), (м)		Продолжительность, (сут)		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
Основному варианту							
1	Направление	2,5	0	100	-	2,0	-
2	Кондуктор	3,6	100	450	-	4,2	-
3	Эксплуатационная колонна	4,62	450	1200	-	-	20,5
	Всего	10,72	-	-	-		26,7

Таблица 10.8 - Расчет продолжительности бурения для скважины ОТ-7, ОТ-15 глубиной 1600м

Подготовка площадки, мобилизация БУ, сут	Время демонтажа буровой установки, сут	Время монтажа подъемника для испытания, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, (сут)						
			Всего	в том числе					
				Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание (освоение)		
							Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	3	2	194,84	5	2	44,3	131,54	6,6	124,94

Таблица 10.9 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для скважин ОТ-7, ОТ-15 глубиной 1600м

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, (сут)	Интервал бурения (по стволу), (м)		Продолжительность, (сут)		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	2,5	0	100	-	2,0	-
2	Кондуктор	4,12	100	700	-	5,73	-
3	Эксплуатационная колонна	4,74	700	1600	-	-	25,21
	Всего	11,36	-	-	-		32,94

Таблица 10.10 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность процесса, операции, сут
			1-5 объект
1	2	3	4
1	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	ССНВ таб.22	2,1
	Шаблонирование эксплуатационной колонны скребком	ССНВ таб.22	2,31
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	0,3
	ПЗР к спуску НКТ	ССНВ	0,2
	Спуск НКТ	ССНВ	1,2
	Установка ФА	ССНВ	0,1
	Перфорация обсадной колонны	ЕНВ §76-79	1,76
	2. Вызов притока:	ССНВ таб.22	1,9
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду, снижение уровня компрессированием	ЕНВ	0,3
	3. Испытание объекта (3 режима)	ССНВ табл.17	11,7
	4. Задавка скважины	ССНВ	0,7
	5. Установка цементного моста	ССНВ	3,2
	Итого		25,77
2	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	ССНВ таб.22	2,1
	Шаблонирование эксплуатационной колонны скребком	ССНВ таб.22	2,31
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	0,3
	ПЗР к спуску НКТ	ССНВ	0,2
	Спуск НКТ	ССНВ	1,2
	Установка ФА	ССНВ	0,1
	Перфорация обсадной колонны	ЕНВ §76-79	1,76
	2. Вызов притока:	ССНВ таб.22	1,9
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду, снижение уровня компрессированием	ЕНВ	0,3
	3. Испытание объекта (3 режима)	ССНВ табл.17	11,7
	4. Задавка скважины	ССНВ	0,7
	5. Установка цементного моста	ССНВ	3,2
	Итого		25,77

Продолжение таблицы 10.9

1	2	3	4
3	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	СЧНВ таб.22	2,1
	Шаблонирование эксплуатационной колонны скребком	СЧНВ таб.22	2,31
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	0,3
	ПЗР к спуску НКТ	СЧНВ	0,2
	Спуск НКТ	СЧНВ	1,2
	Установка ФА	СЧНВ	0,1
	Перфорация обсадной колонны	ЕНВ §76-79	1,76
	2. Вызов притока:	СЧНВ таб.22	1,9
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду, снижение уровня компрессированием	ЕНВ	0,3
	3. Испытание объекта (3 режима)	СЧНВ табл.17	11,7
	4. Задавка скважины	СЧНВ	0,7
	5. Установка цементного моста	СЧНВ	3,2
	Итого		25,77
4	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	СЧНВ таб.22	2,1
	Шаблонирование эксплуатационной колонны скребком	СЧНВ таб.22	2,31
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	0,3
	ПЗР к спуску НКТ	СЧНВ	0,2
	Спуск НКТ	СЧНВ	1,2
	Установка ФА	СЧНВ	0,1
	Перфорация обсадной колонны	ЕНВ §76-79	1,76
	2. Вызов притока:	СЧНВ таб.22	1,9
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду, снижение уровня компрессированием	ЕНВ	0,3
	3. Испытание объекта (3 режима)	СЧНВ табл.17	11,7
	4. Задавка скважины	СЧНВ	0,7
	5. Установка цементного моста	СЧНВ	3,2
	Итого		25,77

Продолжение таблицы 10.9

1	2	3	4
5	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта Шаблонирование эксплуатационной колонны скребком Смена тех. воды на перфорационную жидкость, снижение уровня компрессированием ПЗР к спуску НКТ Спуск НКТ Установка ФА Перфорация обсадной колонны 2. Вызов притока: Смена перфорационной жидкости на техническую воду 3. Испытание (3 режима)	СЧНВ таб.22 СЧНВ таб.22 ЕНВ §29 СЧНВ СЧНВ СЧНВ ЕНВ §76-79 СЧНВ таб.22 ЕНВ СЧНВ табл.17	2,1 2,3 0,3 0,2 1,2 0,1 1,76 1,9 0,3 11,7
	Итого		21,86
	Суммарная по скважине:		124,94

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Стоимость видов работ и услуг, предусмотренных в настоящей работе, рассчитана на основе средней существующей рыночной стоимости на территории Республики Казахстан. Окончательная стоимость работ и услуг будет определена на основе проведения тендеров в соответствии с Законодательством Республики Казахстан.

Объем финансирования на проведение разведочных работ на контрактной территории участок Тайсойган-2 составляет млн.тенге, сведения о видах геологоразведочных работ и объемах финансирования по годам приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Объем работ и финансовые затраты на период проведения ГРП

№	Год	Наименование работ/услуг	Стоимость в тенге без учета НДС
1	2026	Бурение поисковой скважины ОТ-1, ОТ-11 проектной глубиной 800м (в т.ч. проведением полного комплекса ГИС, MDT, испытанием продуктивных объектов, отбором керна, шлама и отбором пластового флюида)	 млн.тенге
2		Бурение поисковой скважины ОТ-6, ОТ-12 проектной глубиной 600м (в т.ч. проведением полного комплекса ГИС, MDT, испытанием продуктивных объектов, отбором керна, шлама и отбором пластового флюида)	 млн.тенге
3		Бурение поисковой скважины ОТ-4, ОТ-9 проектной глубиной 1200м (в т.ч. проведением полного комплекса ГИС, MDT, испытанием продуктивных объектов, отбором керна, шлама и отбором пластового флюида)	 млн.тенге
4	2027	Бурение поисковой скважины ОТ-7, ОТ-15 проектной глубиной 1200м (в т.ч. проведением полного комплекса ГИС, MDT, испытанием продуктивных объектов, отбором керна, шлама и отбором пластового флюида)	 млн.тенге
Всего:			 млн. тенге

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти

Расчет ресурсов проводился стохастическим методом Монте-Карло с применением подготовленных пределов изменений подсчетных параметров на основании данных месторождений-аналогов.

Площади вероятных залежей взяты по замкнутым изогипсам в районе проектируемых скважин. Остальные параметры для подсчета перспективных ресурсов, такие как эффективные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности приняты по аналогии.

Для юрских и триасовых перспективных объектов использованы месторождения-аналоги южной прибортовой зоны Прикаспийской впадины Уз, Кондыбай и Жолдыбай.

Общие объемы перспективных геологических ресурсов нефти в прогнозируемых залежах оценивается в 32 млн. т нефти и 1,8 млрд м³ растворенного газа.

Таблица 12.1.1 - Прогнозные ресурсы нефти по перспективным объектам участка Тайсойган-2

Структура	Возраст	Замыкающая изогипса	Площадь нефтеносности, тыс.2	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина	Объем нефтенасыщенных пород пород, тыс. м3	Коэффициенты			Плотность нефти, г/см3	Геологические ресурсы нефти, тыс.с	Газосодержание, м3/г	Геологические ресурсы растворенного газа, млн. м3
						Открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчетный				
Жарык	J ₂	-710	6541	12.0	78492	0.20	0.68	0.975	0.896	9 329	9.9	92
	T ₂	-1000	7431	15.0	111465	0.18	0.71	0.829	0.816	9 636	93	896
Кожа	T ₂	-980	3416	15.0	51240	0.18	0.71	0.829	0.816	4 430	93	412
Оңтүстік-Батыс Байзак	J ₂	-310	3217	12.0	38604	0.20	0.68	0.975	0.896	4 588	9.9	45
Шығыс Қаракұдық	T ₂	-1290	3044	15.0	45660	0.18	0.71	0.829	0.816	3 947	93	367
Всего										31 930		1 812

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Для расчета эффективности финансово-экономической части за основу использовались затраты на бурение и ожидаемые извлекаемые ресурсы.

Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, который приведен в таблице 13.1.

Таблица 13.1 - Основные геолого-экономические показатели поисково-разведочных работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения
1	2	3
1	Количество проектных поисковых скважин, ед	4
2	Проектная глубина, горизонт	кунгур
3	Суммарный метраж, м	4200
4	Предполагаемая стоимость строительства проектных скважины	млн.тенге
5	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге
6	Ожидаемый прирост запасов нефти	32 млн.т
7	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	7 619 т/м
8	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	8 млн.т/1 скв.
9	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти, (тыс. м ³) ожидаемых запасов газа	тенге

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Участок Тайсойган-2 располагается в зоне с доказанной высокой продуктивностью. О значительных перспективах территории свидетельствует ряд открытых месторождений на прилегающих участках с юга (Орысказган, Кемерколь, Копя, Айыртау, Матин, Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный, Кондыбай, Кожя Южный, Онгар Восточный). Дополнительным прямым признаком наличия углеводородов служат нефтегазопроявления, зафиксированные ранее во многих картировочных и ряде глубоких скважин непосредственно в пределах изучаемой площади.

Для реализации имеющегося потенциала и минимизации геологических рисков, в рамках настоящего Дополнения №2 был выполнен комплекс аналитических работ. На основании детальной переобработки и переинтерпретации сейсмических данных, а также результатов геоэлектрохимического анализа, осуществлено ранжирование перспективных объектов. В результате выполненных работ определена стадийность геологоразведочных работ, первоочередными объектами для постановки поискового бурения определены структура Жарык (ОТ-1), Оңтүстік-Батыс Байзақ (ОТ-6), структура Қожа (ОТ-4), и структура Шығыс Қарақұдық (ОТ-7).

Для подтверждения перспективности выделенных объектов в рамках настоящего Дополнения №2 предусматривается бурение в общей сложности 8 поисковых скважин, независимых четыре: ОТ-1, ОТ-4, ОТ-6, ОТ-7 и четыре зависимых: ОТ-11, ОТ-9, ОТ-12 и ОТ-15.

Общие объемы перспективных геологических ресурсов нефти в прогнозируемых залежах оцениваются в 32 млн. т нефти и 1,8 млрд м³ растворенного газа.

Реализация предложенного комплекса геологоразведочных работ позволит сформировать научно обоснованную геологическую модель рассматриваемого участка. Это обеспечит существенное снижение геологических рисков, кратно повысит вероятность открытия рентабельных залежей углеводородов и послужит достоверной базой для поэтапного вовлечения в бурение остальных перспективных структур.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**ОПУБЛИКОВАННЫЕ:**

1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.04.2019г.) Астана, от 27.12.2017г. №125-VI ЗРК
2. Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов от 24.08.2018г.
3. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года.
4. Экологический кодекс Республики Казахстан, утверждённый постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 11.04.19г.);
5. «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации» №204-п. от 28.06.2007г;
6. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 21.10.1993г. (с изменениями и дополнениями от 02.04.2019 г);
7. Водный кодекс Республики Казахстан, от 09.07.2003г., (с изменениями и дополнениями от 19.04.2019 г);
8. Земельный кодекс от 20.06.2003г. (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г);
9. «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г
10. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства РК №201 от 03.02.2012г;
11. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства РК
12. №202 от 03.02.2012г
13. «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г, г.Астана, 2012г
14. РНД 03.1.03.01-96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства;
15. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана, 2004.;

16. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355.
17. ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое» Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
18. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года № 236
19. Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин. Москва, Недра, 2000г.
20. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. Москва, НИИтруда, 1987г.
21. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. Москва, НИИтруда, 1987г.
22. Справочник инженера по бурению, под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1976г.

ФОНДОВЫЕ:

1. «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Тайсойган-2». Авторы: Кереев А.Б., Бондарук В.В., Даутов А.М. и др. г.Атырау, 2024г.
2. «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску УВ на участке Тайсойган-2», Авторы: Бондарук В.В., Даутов А.М. и др., г. Атырау, 2024г.
3. «Анализ проведенных ГРП на лицензионном участке «Тайсойган» и оценка перспектив прилегающих территорий с севера и с северо-запада (район МатенҚожа)». Авторы: У.А. Акчулаков, Т.К. Куспанғалиев и др. г.Алматы, 2005г.
4. «Проект разведочных работ на блоке Тайсойган». Авторы: Д.М. Тулетаев, А.Д. Сымғалиев и др. ТОО «НИИ ТДиБ «Казмунайгаз» «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2018г.
5. ТОО «Профешинал Гео Солюшинс Казахстан», «Отчет о результатах обработки и интерпретации сейсморазведочных работ 3D-МОГТ, выполненных в пределах Контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» на блоке Тайсойган в 2019г.», г.Алматы 2020г.