



**SMART
Engineering**

**ТОО «Ди Пи Энерджи»
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

Экз. _____

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Ди Пи Энерджи»
_____ **Таренов Т.М.**
«_____» _____ **2022 г.**

**ПРОЕКТ
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ
НА УЧАСТКЕ АККУДУКСКИЙ
КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ ТОО «Ди Пи Энерджи»
Договор № _19_SE-AD-от 08 .12. 2021г.**

**Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**



Майлыбаев Р.М.

г. Алматы, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Государственная лицензия ГЛ №0000280 от 28 июля 2011 года

Ответственные исполнители:

Начальник отдела геологии, к.г.-м.н.

Нурсултанова С.Г.

Инженер геолог

Ерболат А.Б.

Инженер геолог

Туреханов Н.Т.

И.о. начальника отдела экологии

Тлеугожина М.С.

Авторы проекта: Нурсултанова С.Г., Ерболат А.Б., Туреханов Н.Т. и др.

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Аккудукский контрактной территории ТОО «Ди Пи Энерджи»

Текст на 196 страницах, содержит 45 рисунков, 50 таблиц, 16 графических приложений, на 16 листах. Республика Казахстан, Алматы, 2022 г. (ЦКРР, МД «Запказнедра», ТОО «», ТОО «СМАРТ Инжиниринг»), Атырауская область.

Реферат.

Участок Аккудукский расположен в пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины и охватывает блоки XXVIII -15-F (частично); XXVIII- 16-A (частично), В (частично), D (частично), E (частично); XXIX-15-C (частично); XXIX-16-A (частично), В (частично) в Жылыойском районе Атырауской области и в Бейнеуском районе Мангистауской области Республики Казахстан. ТОО «Ди Пи Энерджи» выполнило переинтерпретацию ранее проведенных 2Д и 3Д сейсморазведочных работ. В результате были выявлены перспективные объекты в триасовых (Аккудукский, Алакоз, Алакоз Западный, Каракыз Северный, Корпеш Восточный, Каракыз Западный, Каракыз Южный) и палеозойских (Жолдаскали) отложениях.

Первоочередными объектами на проведение поисковых работ выбраны структуры : Аккудукская, Алакоз, Алакоз Западный, Жолдаскали.

Цель Проекта - изучение геологического строения, поиски залежей нефти и газа в триасовых и палеозойских отложениях. С этой целью рекомендуется бурение двух независимых скважин глубиной 2750м и 2250м, трех зависимых скважин глубиной 2750м, 2250м и 7500м. В процессе бурения скважин предусмотрен комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных интервалов, отбор керна, шлама, боковых грунтов, пластовых флюидов и газа и т.д.

В Проекте приведены данные о геолого-геофизической изученности, тектонике, нефтегазоносности, результатах ранее проведенных сейсморазведочных работ и бурения скважин и т.д.

Ключевые слова. Прикаспийский бассейн, участок Аккудукский, поисковое бурение, структура, тектоника, отражающий горизонт, мезозойские и палеозойские отложения, бурение, исследовательские работы, нефтегазоносность, месторождение, оценка запасов и ресурсов.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Название раздела	Стр.
1	2	3
	Реферат	3
1.	Введение	12
2.	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	15
3.	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	21
3.1	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	21
3.2.	Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	33
3.3	Геофизические и геохимические исследования	35
3.4	Лабораторные исследования	55
4.	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ	61
4.1.	Проектный литолого-стратиграфический разрез	61
4.2.	Тектоника	90
4.3.	Нефтегазоносность	116
4.4.	Гидрогеологическая характеристика разреза	142
5.	МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	147
5.1	Цели и задачи поисковых работ	147
5.2	Система расположения поисковых скважин	147
5.3	Система расположения поисковых скважин	153
5.4	Геологические условия проводки скважин	155
5.5	Характеристика промывочной жидкости	162
5.6	Обоснование типовой конструкции скважин	164
5.7	Оборудование устья скважин	166
5.8	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	167
5.8.1	Отбор керна и шлама в проектных скважинах	167
5.8.2	Геофизические и геохимические исследования	168
5.8.3	Опробование, испытание и исследование скважин	172
5.8.4	Лабораторные исследования	175
6.	ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	177
7.	ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	178
8.	ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	179
9.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	

10.	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ	185
11.	ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	188
12.	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	188
12.1	Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа	192
13.	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	193
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	194
	Список использованной литературы	196

Список рисунков в тексте

№№ п/п	№№ рисунка	Наименование рисунка	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1	Обзорная карта	18
2.	2.2	Геологический отвод	19
3.	2.3	Картограмма	20
4.	3.1.1	Карта геолого-геофизической и буровой изученности	28
5.	4.2.1	Структурная карта по ОГ Пф.	91
6.	4.2.2	Структурная карта по ОГ П ₁ -б	95
7.	4.2.3	Схема размещения палеозойских перспективных объектов	98
8.	4.2.4	Жолдаскали. Девонско - турнейский перспективный объект	98
9.	4.2.5	Временной сейсмический разрез через структуры Тенгиз-Ансаган- Маткен	99
10.	4.2.6	Временной сейсмический разрез через структуры Тенгиз-Жолдаскали	100
11.	4.2.7	Временной сейсмический разрез через структуру Жолдаскали	101
12.	4.2.8	Буйыргын. Структурная карта по Dt отражающему горизонту(поверхность девонско – раннетурнейских отложений)	103
13.	4.2.9	Буйыргын. Сейсмический разрез	103
14.	4.2.10	Геологический разрез юго-восточного борта Прикаспийского бассейна.	105
15.	4.2.11	Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса	106
16.	4.2.12	Участок Буйыргын (Карашунгул). Временной разрез.	108
17.	4.2.13	Схема размещения перспективных триасовых объектов	109
18.	4.2.14	Структура Аккудук по ОГ V ₁ Временной разрез через скважину Аккудук-20.	109
19.	4.2.15	Структура Алакоз Западный по ОГ V ₁	110
20.	4.2.16	Структура Алакоз по ОГ V ₁	110
21.	4.2.17	Временной разрез IL2222 через структуры Алакоз Западный и Алакоз.	111

22.	4.2.18	Структура Каракыз Северный по ОГ V ₁	112
1	2	3	4
23.	4.2.19	Временной разрез IL2275 через структуру Каракыз Северный	112
24.	4.2.20	Структура Каракыз Западный по ОГ V ₁	113
25.	4.2.21	Временной разрез XL2100 через структуры Каракыз Южный и Каракыз Западный.	113
26.	4.2.22	Структура Каракыз Южный по ОГ V ₁	114
27.	4.2.23	Структура Корпеш Восточный по ОГ V ₁	115
28.	4.2.24	Временной разрез XL1810 через структуру Корпеш Восточный.	115
29.	4.3.1	Сейсмический профиль через структуры Тенгиз-Ансаган	118
30.	4.3.2	Корреляционная схема девонско-каменноугольных отложений структур Пустынная-Тажигали-Каратон-Ансаган	118
31.	4.3.3	Перспективные объекты относительно выявленных месторождений девонско-нижнетурнейского НГК по данным RES.	119
32.	4.3.4	Местоположение структуры Жолдаскали относительно месторождений Тенгиз, Королевское, Ансаган	119
33.	4.3.5	Обзорная карта Южно -Эмбинского НГР	125
34.	4.3.6	Месторождение Кульсары	127
35.	4.3.7	Нефтегазоконденсатное месторождение Западная Прорва	129
36.	4.3.8	Нефтегазоконденсатное месторождение Нуржанов	130
37.	4.3.9	Нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай	131
38.	4.3.10	Месторождение Аккудук	132
39.	4.3.11	Месторождение Кокарна Восточная	133
40.	4.3.12	Нефтяное месторождение Масабай	134
41.	4.3.13	Нефтяное месторождение Косшагыл	135
42.	5.2.1	Схема расположения контура переобработки и переинтерпретации ранее проведенной 3Д сейсморазведки, запланированной в объеме 387 кв.км	149
43.	5.2.2	Схема размещения возможных проектных сейсморазведочных работ 2Д на контрактной территории Аккудукский.	152
44.	5.3.1	Схема размещения проектных скважин на трисовые отложения	153

45.	5.3.2	Схема размещения проектной скважины DP-PZ-5	155
-----	-------	---	-----

Список таблиц в тексте

№№ п/п	№№ таблиц	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1	2.1	Географо-экономические условия	15
2	3.1.1	Геолого-геофизическая изученность площади	29
3	3.1.2	Изученность площади глубоким бурением	31
4	3.1.3	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	33
5	3.3.1	Геофизические и геохимические исследования	36
6	3.3.2	Результаты интерпретации данных ГИС по скв.20 месторождения Аккудук	48
7	3.3.3	Результаты интерпретации данных ГИС по скв. КМ-1 площадь Кокмай	51
8	3.3.4	Результаты интерпретации данных ГИС по скв. КМ-3 площадь Кокмай	51
9	3.3.5	Результаты интерпретации материалов ГИС по скважине КМ-5 площадь Кокмай (1300-2302м)	52
10	3.4.1	Освещенность керном разреза скважины Аккудук 20	55
11	4.1.1	Стратиграфические отбивки по пробуренным скважинам (подошва)	88
12	4.3.1	Результаты опробования и исследования скважины АКК	138
13	4.3.2	Свойства нефти в пластовых условиях	139
14	4.3.3	Компонентный состав растворенного газа	139
15	4.3.4	Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	139
16	4.3.5	Компонентный состав разгазированной нефти	140
17	4.3.6	Компонентный состав глубинных проб газа	140
18	4.3.7	Физические свойства пластовой нефти юрских отложений месторождения Аккудук	140
19	4.3.8	Сравнение физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	141
20	4.3.9	Свойства пластовой нефти месторождения Королевское.	142
21	4.3.10	Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти месторождение Королевское.	142

22	4.4.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод	146
1	2	3	4
23	5.2.1	Планируемая методика полевых работ МОГТ 2D	149
24	5.2.2	Геометрия системы наблюдения 2D	150
25	5.4.1	Геологические условия проводки скважин DP-1,2	157
26	5.4.2	Геологические условия проводки скважины DP-3,4	158
27	5.4.3	Геологические условия проводки скважины DP-PZ-5	159
28	5.4.4	Ожидаемые осложнения при бурении скважин DP-1,2	160
29	5.4.5	Ожидаемые осложнения при бурении скважин DP-3,4	160
30	5.4.6	Ожидаемые осложнения при бурении скважины DP-PZ-5	161
31	5.5.1	Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин DP-1,2,3,4	162
32	5.5.2	Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважины DP-PZ-5	163
33	5.6.1	Сводные данные по типовой конструкции скважины DP-1,2 , глубиной 2750м	164
34	5.6.2	Сводные данные по типовой конструкции скважин DP-3,4 , глубиной 2250м	164
35	5.6.3	Сводные данные по типовой конструкции скважин DP-PZ-5, глубиной 7500м	165
36	5.7.1	Оборудование устья скважин	166
37	5.8.1.1	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скважинах DP-1,2,3,4, DP-PZ-5 глубиной 2750м, 2250м, 7500м.	167
38	5.8.2.1	Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах	169
39	5.8.2.2	Объемы геофизических исследований в скважинах DP-1,2,3,4 и DP-PZ-5	171
40	5.8.3.1	Испытание перспективных горизонтов в скважинах DP-1,2,3,4, DP-PZ-5	172
41	5.8.3.2	Предполагаемые интервалы опробования скважин в обсаженном стволе	174
42	5.8.3.3	Прогнозные объемы добычи нефти и газа	171
43	5.8.4.1	Предполагаемый комплекс исследований образцов керна	176
44	5.8.4.2	Предполагаемый объем исследований флюидов	176
45	8.1	Сметная стоимость ликвидации скважины 2750м	180

46	8.2	Сметная стоимость ликвидации скважины 2250м	181
47	8.3	Сметная стоимость ликвидации скважины 7500м	181
1	2	3	4
48	8.4	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин	186
49	10.1	Календарный план бурения проектных скважин	186
50	10.2	Календарный план работ на период разведки по поиску	182
51	11.1	Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на контрактной территории ТОО «ДиПи Энерджи» на период 2022-2025 гг	189
52	12.1	Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти и растворенного газа	192
53	13.1	Основные технико-экономические показатели (ТЭП) поискового бурения на участке Аккудукский	193
54	13.2	Сводная таблица планируемых объемов геологоразведочных работ на площади Аккудукский на период 2022 по 2025 гг.	193

Список текстовых приложений

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Заключение метрологической экспертизы	
2	Протокол НТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг»	
3	Протокол СТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг» и ТОО ««Ди Пи Энерджи »	
4	СПРАВКА о рассылке отчета	
5	Заключение государственной экологической экспертизы	
6	Экспертное заключение независимого эксперта ЦКРР РК	
7	Копия лицензии на право проектирования горных работ.	

Список графических приложений

№ п/п	название приложения	номер прил.	номер листа прил.	масштаб	степень секрет.
1	Карта сейсмической и буровой изученности	1	1		н/с
2	Сводный литолого-стратиграфический разрез	2	1		н/с
3	Тектоническая карта	3	1		н/с
4	Юго-Восточный борт Прикаспийской впадины. Структурная карта по V отражающему горизонту	4	1		н/с
5	Юго-Восточный борт Прикаспийской впадины. Структурная карта по П ₁ отражающему горизонту	5	1		н/с
6	Кокмай. Структурные карты по VI П ₁ П ₂ отражающим горизонтам	6	1		н/с
7	Сейсмические профили	7	1		н/с
8	Региональный геолого-геофизический профиль	8	1		н/с
9	Панель по триасовым отложениям	9	1		н/с
10	Панель по палеозойским отложениям	10	1		н/с
11	Геолого-технический наряд (ГТН) скв DP-1,2 глубиной 2750м	11	1		н/с
12	Геолого-технический наряд (ГТН) скв DP-3,4, глубиной 2250м	12	1		н/с
13	Геолого-технический наряд (ГТН) скв DP-Pz-5, глубиной 7500м	13	1		н/с

1. ВВЕДЕНИЕ

Участок Аккудукский расположен в пределах юго-восточного борта Прикаспийского бассейна. ТОО «DP Energy» имеет Контракт №4746-УВС-МЭ от 11.07.2019 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Аккудукский, расположенном в Жылыойском районе Атырауской области и Бейнеуском районе Мангистауской области Республики Казахстан (рисунок 1.1). Общая площадь Контрактной территории с учетом исключаемого месторождения Аккудук составляет 1094,33 (одна тысяча девяносто четыре целых, тридцать три сотых) квадратных километров. Глубина разведки - до подошвы фундамента (до подошвы палеозоя).

Непосредственно на территории контрактного участка первое бурение проводилось еще в конце позапрошлого века и увенчалось получением первого в Казахстане нефтяного фонтана на месторождении Карашунгыл. В дореволюционный период это месторождение так и не было доразведано. Его разведка продолжалась в несколько этапов. Последний из них охватывал период с 1949 по 1953 годы. Тогда было пробурено 13 разведочных скважин. Они располагались в присводовых частях юго-западного и юго-восточного крыльев соляного купола. Наибольшей глубины достигла скважина Г-18, которая при забое 1850 м была остановлена в триасовых отложениях. Значительных по запасам залежей нефти обнаружить не удалось. Работы были прекращены.

В 1962-63 гг с целью выяснения строения на структурах Каракыз и Несилбай было поставлено структурно-поисковое бурение. Скважины бурились до глубины 500 м и завершались проходкой в отложениях верхнего мела. Общий метраж бурения составил 14631,7 пог. м.

В 1981 году на структуре Аккудук было начато глубокое бурение с целью выявления залежей нефти в отложениях юры и триаса. Было открыто забалансовое месторождение с двумя небольшими залежами нефти в породах средней юры, которое принадлежит другому недропользователю.

В 1982 г на структуре Несилбай пробурены поисковые скважины 1, 2, 3 с целью изучения глубинного строения и поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и пермтриаса. Скважины оказались «пустыми».

Не увенчалось открытиями новых залежей нефти бурение глубоких скважин Г-1 и Г-5 на Каракызе, скважины Г-1 на Алакозе Юго-Восточном и скважин Г-1 и Г-2 на Корпеше.

В 2007-2008 годах на структуре Кокмай Юго-Западный недропользователем ТОО «Кокмай» были пробурены 3 поисковые надсолевые скважины КМ-1, 2, 3. В 2009 году там же пробурена скважина КМ-4. В 2010 году на Кокмай Северный пробурена надсолевая скважина КМ-5. В разрезах скважин продуктивных горизонтов не обнаружено. Скважины ликвидированы по геологическим причинам. ТОО «Кокмай» выполнило сейсмические исследования 2Д и 3Д на контрактной территории.

После сбора и анализа геолого-геофизических материалов ТОО «Кокмай» в 2004г. были проведены сейсморазведочные работы 2Д с целью изучения надсолевых и подсолевых комплексов отложений. В 2006г. АО «Геостан» выполнило интерпретацию полученных новых сейсмических данных 2Д, а также переинтерпретацию старых сейсмических материалов. Были уточнены структурные построения по пяти целевым горизонтам и рекомендовано заложение поисковых скважин, было уточнено строение соляных куполов и структур в межкупольных зонах. Купол Каракыз был переименован в Кокмай, а все выявленные на контрактном участке надсолевые ловушки признаны «спутниками» основного объекта и получили названия, отражающие их расположение относительно Кокмая (северный, северо-западный и т.д.). В подсолевом комплексе пород было существенно уточнено строение рифового массива и рекомендовано местоположение поисковых скважин. Общий объем 2Дсейсморазведочных работ составил 515,7 пог. км, в том числе 355,2 полнократных пог.км.

В 2007г. с учетом результатов работ сейсморазведки 2Д на большей части территории (577,47 км²) разведочного блока проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д с целью уточнения геологического строения надсолевых и подсолевых комплексов отложений. Интерпретация этих данных проведена в 2008 году. Выполнены построения по отражающим горизонтам П₂, П₁, III, V и VI, построены карты толщин (изопакит) в масштабе 1:50 000, уточнены стратиграфические границы целевых горизонтов и даны рекомендации на бурение поисковых скважин на надсолевой комплекс отложений.

Комплексный анализ результатов геолого-геофизических данных показал, что прогноз на выявление на исследуемой территории крупных палеозойских карбонатных массивов не подтвердился. Дальнейшие перспективы нефтегазоносности на контрактном участке связывали лишь с надсолевыми отложениями. В этом отношении имеется несколько перспективных ловушек, из которых наиболее привлекательными являются объекты на Карашунгыле, Корпеше и Кокмае Северном.

В связи этим ТОО «Кокмай» решило ограничиться в рамках контрактных обязательств изучением только надсолевых отложений. В 2008 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был подготовлен «Проект разведки площади Кокмай». Целью проекта разведки являлось уточнение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в надсолевых отложениях площади Кокмай. Для решения поставленных задач проектом предусматривалось бурение 4 поисковых скважин. Все они пробурены на одном объекте Кокмай Юго-Западный и не выявили продуктивных горизонтов.

С целью дальнейших поисков залежей углеводородов на других надсолевых наиболее перспективных объектах было составлено «Дополнение к проекту разведки площади Кокмай», в котором предусматривалось бурение 4 поисковых скважин на перспективных

надсолевых объектах, расположенных в северной и юго-западной частях контрактного участка, по соседству с ранее выявленными небольшими месторождениями нефти Карашунгыл и Аккудук и. На каждой из ловушек рекомендовалось пробурить по одной поисковой скважине с целью вскрытия продуктивных надсолевых горизонтов. Пробуренная одна из четырех в 2010 году поисковая скважина КМ-5 на Кокмай Северный успехом не увенчалась, скважина оказалась "сухой". Однако вопрос о перспективности оставшихся 3 ловушек остался открытым, в результате чего перспективность надсолевых горизонтов на площади Кокмай (Каракыз) остается благоприятной.

В 2011 году проектным институтом ТОО "Проектный институт Optimum" был разработан «Проект поисковых работ на нефть и газ в подсолевых отложениях на площади Кокмай». Данный проект был рассмотрен и согласован на заседании ЦКРР РК. Проведенные сейсмические исследования МОГТ 2D/3D и данные переинтерпретации их, позволили выделить на площади Кокмай перспективные объекты в кровле артинских и каменноугольных отложений, в связи с этим в проекте было предусмотрено бурение 2-х подсолевых глубоких скважин с проектными глубинами 6500м. Но ТОО «Кокмай» по экономическим причинам не пробурило эти скважины.

В 2020-2021 году ТОО «DP Energy» провело переинтерпретацию ранее проведенных 2Д и 3Д сейсморазведочных работ. Были выделены перспективные купола в триасовых и палеозойских отложениях в пределах контрактной территории: Аккудукский, Алакоз, Алакоз Западный, Жолдаскали, Каракыз Северный, Корпеш Восточный, Каракыз Западный, Каракыз Южный.

На первом этапе исследований ТОО «DP Energy» планирует изучить перспективность структур, расположенных в северной части контрактного участка: по триасовым отложениям - Аккудукской, Алакоз, Алакоз Западный и по палеозойским отложениям - Жолдаскали, сначала сосредоточиться на разведке триасовых отложений в течение первых двух-трех лет проекта. Это создаст денежный поток от операционной деятельности и значительную базу доказанных продуктивных и доказанных неосвоенных запасов для разведки последующих объектов.

Цель Проекта - изучение геологического строения, поиски залежей нефти и газа в триасовых и палеозойских отложениях. С этой целью рекомендуется проведение переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д общей площадью 387 км² в интеграции со скважинными данными по контрактному участку ТОО «ДиПи ЭНЕРДЖИ» с целью определения перспектив нефтегазоносности и подготовки объектов под поисковое бурение, в зависимости от результатов переобработки и переинтерпретации которой для полноты картины о строении контрактной территории планируется проведение сейсморазведочных работ 2Д в объеме 500 пог. км, бурение двух независимых и трех зависимых скважин: одной независимой скважины глубиной 2750м, одной зависимой скважины 2750м - на поднятии Аккудукское, бурение одной независимой скважины глубиной 2250м - на

Алакозе, одной зависимой скважины глубиной 2250м – на Алакозе Западном и одной зависимой скважины, глубиной 7500м – на Жолдаскали. Все проектные работы будут вестись на контрпактной территории в пределах Атырауской области.

2.Географо-экономические условия

Таблица 2.1

Географо-экономические условия		
№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Участок Аккудукский расположен в пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины и охватывает блоки XXVIII -15-F (частично); XXVIII-16-A (частично), В (частично), D (частично), Е (частично); XXIX-15-С (частично); XXIX-16-A (частично)
2	Место базирования НГРЭ	Жылыойский район Атырауской области и Бейнеуский район Мангистауской области Республики Казахстан
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	В орографическом отношении район работ представляет собой плоскую равнину. Поверхностные условия характеризуются наличием большого количества соров, часть из которых во время дождей сильно заболачивается и становится труднопроходимым для автотранспорта Абсолютные отметки на площади изменяются в пределах от минус 12 до минус 22 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Ближайший пункт снабжения питьевой водой – поселок Сарыкамыс, куда вода поступает по водоводу из Атырау. Через станцию Опорная проходит водовод волжской воды Астрахань – Мангистау, который может служить источником как технического, так и (после соответствующей очистки) питьевого водоснабжения. Источники пресной воды отсутствуют. В орографическом отношении район работ представляет собой плоскую солончаковую приморскую равнину (часто затопляемую «нагонной» волной) с полным отсутствием постоянной гидрографической сети (реки, родники). По трудности проведения геологоразведочных работ район относится ко II и III категориям.
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат резко континентальный, засушливый с жарким летом и умеренно холодной зимой, низкой влажностью, малым количеством осадков. Температура воздуха зимой до -40 ⁰ С, летом до +35 ⁰ С
6	Количество осадков	Среднегодовое количество осадков,

		выпадающих преимущественно осенью и весной, составляют 160-200 мм.
7	Преобладающее направление ветров и их сила	Ветры преимущественно восточного и юго-восточного направления.
1	2	3
8	Толщина снежного покрова и его распределение	Снежный покров незначителен, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период
9	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительный и животный мир беден, что характерно для пустынь и полупустынь. Распространены пресмыкающиеся и членистоногие.
10	Населенные пункты и расстояния до них	Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожная станция Боранколь(Опорная), расположенная в 25 км на юго-восток, и город Кульсары в 60 км на северо-запад от района работ. Областной центр г. Атырау расположен на расстоянии 390 км на северо-запад.
11	Состав населения	В основном казахи
12	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтегазодобывающая отрасль, животноводство
13	Наличие материально-технических баз	Хотя район и характеризуется суровыми природными условиями его освоение происходит довольно успешно. Этому способствуют имеющиеся вокруг района промышленные базы на уже открытых и разрабатываемых месторождениях, а также на железнодорожных станциях.
14	Действующие и строящиеся газо-и нефтепроводы	Магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск
15	Источники: -теплоснабжения, - электроснабжения	Вдоль северо-восточной границы площади проходит ЛЭП
16	Виды связи	Вдоль железной дороги Мангистау – Макат проходит шоссейная дорога, магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск, ЛЭП и линия телефонной связи.
17	Пути сообщения	Вдоль железной дороги Мангистау – Макат проходит шоссейная дорога, магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск, ЛЭП и линия телефонной связи.
18	Условия перевозки вахт	к востоку от площади. Ближайшей железнодорожной станцией является Опорная.
19	Наличие аэродромов, железнодорожных станций,	Ближайшей железнодорожной станцией является Опорная.

	речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от	Автомобильные дороги на контрактной территории редки и не имеют твердого
1	2	3
	магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	покрытия, а обилие солончаков значительно затрудняет движение автотранспорта, особенно в период дождей и таяния снега.
21	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Рассматриваемый участок находится рядом с разрабатываемыми месторождениями им. Нуржанова (Прорва), Актобе и Култук, что по многим позициям способствует его освоению.



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводородов
(вид полезного ископаемого)
разведка и добыча
(вид недропользования)

от 14.06.2019 г. Рег. № 358-РД -УВ

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

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «DP Energy» для осуществления операций по недропользованию на участке Аккудукский на основании письма Компетентного органа (письмо МЭ РК № 10-03-3859/И от 26 июля 2018 года, номер бланка № 0063576).

Геологический отвод расположен в Атырауской и Мангистауской областях. Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 9.

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 35' 53"	54° 13' 53"	6	46° 11' 00"	54° 50' 00"
2	46° 24' 11"	54° 20' 00"	7	46° 24' 00"	53° 50' 00"
3	46° 16' 48"	54° 14' 59"	8	46° 28' 36"	53° 56' 12"
4	46° 16' 45"	54° 09' 55"	9	46° 28' 36"	54° 05' 34"
5	46° 11' 00"	54° 09' 55"			

Из геологического отвода (участка недр) исключается месторождение Аккудук

Координаты угловых точек								
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46°24'19"	53°58'56"	11	46°23'47"	53°59'31"	21	46°24'01"	53°57'30"
2	46°24'24"	53°59'03"	12	46°23'40"	53°59'25"	22	46°23'59"	53°57'25"
3	46°24'24"	53°59'16"	13	46°23'37"	53°59'05"	23	46°24'02"	53°57'12"
4	46°24'19"	53°59'22"	14	46°23'42"	53°58'53"	24	46°24'06"	53°57'05"
5	46°24'15"	53°59'25"	15	46°23'40"	53°58'43"	25	46°24'11"	53°57'02"
6	46°24'12"	53°59'26"	16	46°23'53"	53°58'14"	26	46°24'19"	53°57'04"
7	46°24'10"	53°59'28"	17	46°23'53"	53°58'04"	27	46°24'15"	53°57'16"
8	46°24'08"	53°59'33"	18	46°23'57"	53°57'58"	28	46°24'13"	53°57'30"
9	46°24'05"	53°59'37"	19	46°23'58"	53°57'54"	29	46°24'24"	53°57'30"
10	46°23'55"	53°59'37"	20	46°23'58"	53°57'40"			

площадь – 2,982 кв. км, глубина горного отвода – на вертикальных разрезах по подошве юрских отложений.

Площадь геологического отвода (участка недр) – 1094,33 (одна тысяча девяносто четыре целых тридцать три сотых) км. кв.

Глубина разведки – до подошвы фундамента (до подошвы палеозоя).

И. о. Заместителя председателя



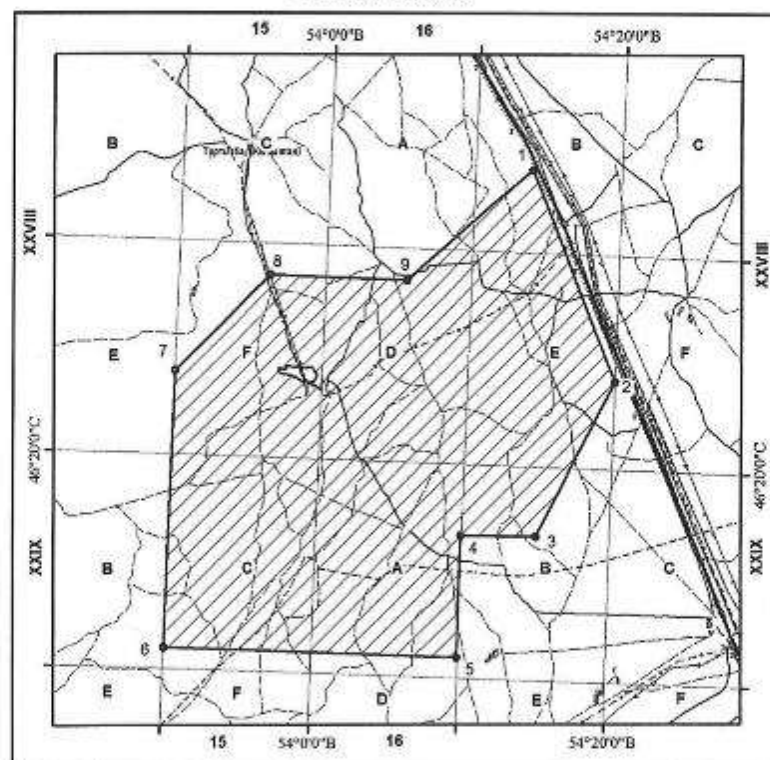
М. Тналиев

г. Нур-Султан,
июнь, 2019 г.

Рис.2.2. Геологический отвод

Приложение № _____
 к геологическому отводу
 по Контракту № _____ от _____ г.
 на право недропользования
углеводород
 (вид полезного ископаемого)
разведки/добычи
 (вид недропользования)
 от _____ 2019 г. Пер. № _____ -УВ

Картограмма
 расположения геологического отвода (участка недр) на участке Аккудукский (участок
 недр) в пределах блоков XXVIII-15-F(частично); XXVIII-16-A(частично), B(частично),
 D(частично), E(частично); XXIX-15-C(частично); XXIX-16-A(частично), B(частично)
 Масштаб 1: 400 000



- Условные обозначения**
- контур участка Аккудук
 - контур ископаемого месторождения Аккудук
 - областные границы
 - paved roads
 - грунтовые проселочные дороги
 - железные дороги
 - ЛЭП
 - водопроводы подземные
 - реки (постоянные)
 - реки (сезонные)

г. Нур-Султан,
 июнь, 2019 г.

Рис.2.3. Картограмма

3. Геолого-геофизическая изученность

3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Район исследований расположен близко к старым нефтяным промыслам Южной Эмбы, где большинство месторождений приурочены к соляным куполам, которые были выявлены гравиметрической съемкой в 1929-30 г.г. как локальные минимумы силы тяжести. Объекты эти впоследствии изучались сейсморазведкой, структурным, картировочным и глубоким бурением. Основные работы выполнялись в послевоенный период (начиная с 1950 года).

С 1957г. начали проводиться сейсмические исследования МОВ (Казахстанская геофизическая контора и Турланская геофизическая экспедиция), которые осветили строение надсолевого комплекса пород на уровне III (подошва неокома) и VI отражающих горизонтов (кровля соли).

В этот период на выявленных структурах проводилось картировочное, структурно-поисковое и глубокое бурение, в результате которого построены геологические карты масштаба 1:50000 и 1:25000.

В 1961г. с/п 7/81 Гурьевской геофизической экспедиции треста «Казахстангеофизика» проведены детальные работы в пределах площади Несилбай, Суишбек, Боранколь, Кисимбай. По результатам этих работ построены структурные карты по III и III^a отражающим горизонтам.

В 1970г. по региональному профилю КМПВ (ТГЭ) были выделены Прорвинское и Каратонское поднятия по отражающему горизонту Т_ф (поверхность фундамента).

С 1972г. трестом «Саратовнефтегеофизика» на исследуемой площади начали проводиться сейсморазведочные работы МОГТ. Этими работами был детально изучен надсолевой комплекс отложений и получены основные сведения о строении подсолевого комплекса на уровне П₁, П₂, П₃ отражающих горизонтов в районе Приморского свода, где было выявлено крупное Тенгизское поднятие.

По отражающему горизонту П₃, отождествленному в то время работами треста «Саратовнефтегеофизика» с кровлей терригенного девона, выделены три области приподнятого залегания: Приморский свод, южная и западная части Южно-Эмбинского поднятия.

В пределах Приморского поднятия горизонт П₃ прослежен на глубине 6,5 км.

По периметру Приморского свода по горизонту П₁ (кровля подсолевых отложений) выявлены крупные карбонатные массивы: Тенгизский, Королевский, Каратонский и др. Были открыты нефтяные месторождения Тенгиз и Королевское.

С 1977г. на исследуемой площади трестом «Эмбанефтегеофизика» начали проводиться разведочные работы. Было изучено внутреннее строение подсолевых отложений и уточнена стратификация основных отражающих горизонтов.

Так, по результатам обработки профиля по линии Култук Северный – Южная – Сазтюбе – Сазтюбе Южный отражающий горизонт P_2 стратифицируется как подошва верхневизейских отложений (тульский репер).

Стратиграфическая приуроченность по площади отражающего горизонта P_1 достаточно надежно определена как кровля артинских отложений.

По результатам работ с/п 01/87-88, 02/87, 08/87 ГГЭ ПГО «Казгеофизика» в толще пород нижнего карбона (отражающий горизонт P_c) выделены карбонатные постройки, весьма перспективные с точки зрения нефтегазоносности.

В толще пород, заключенных между горизонтами P_2 и P_1 , представленной терригенно-карбонатными разрезами карбона и нижней перми, также выявлены карбонатные отложения, могущие служить коллекторами нефти и газа.

В целом к концу 80-х годов прошлого века в результате проведения сейсмических и других видов геофизического изучения земной коры были получены достаточно надежные сведения о строении подсолевого и надсолевого комплексов юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В 1989-91 гг. с/п №08-8991 ГГЭ ПГО «Казгеофизика» в пределах площади Кисимбай-Каракыз были проведены работы МОГТ 2Д. По результатам работ построены структурные карты по III, V, VI отражающим горизонтам.

В 1989-90 гг. в результате сейсмических исследований МОГТ, проведенных с/п 8/89, 1/89 и 1/90 ГГЭ ПГО «Казгеофизика», детально изучено геологическое строение надсолевого и подсолевого комплексов отложений, выявлен ряд перспективных участков и аномальных зон.

В 2004 г. ТОО «Кокмай» проведены сейсморазведочные работы 2Д с целью изучения надсолевых и подсолевых комплексов отложений. В 2006 г. АО «Геостан» выполнило отчет по интерпретации сейсмических данных 2Д, также проведена переинтерпретация старых сейсмических материалов. Были уточнены структурные построения по пяти целевым горизонтам и рекомендовано заложение поисковых скважин, было уточнено строение соляных куполов и структур в межкупольных зонах. Купол Каракыз был переименован в Кокмай, а все выявленные на контрактном участке надсолевые ловушки признаны «спутниками» основного объекта и получили названия, отражающие их расположение относительно Кокмая (северный, северо-западный и т.д.). В подсолевом комплексе пород было существенно уточнено строение рифового массива и рекомендовано местоположение поисковых скважин. Общий объем 2Д сейсморазведочных работ составил 515,7 пог. км, в том числе 355,2 полнократных пог. км.

В 2006-2007 г.г. ТОО «PGD Services» проведены сейсморазведочные работы 3Д с целью уточнения геологического строения надсолевого и подсолевого комплексов отложений разведочной площади Кокмай.

Выполнены построения по отражающим горизонтам P_2 , P_1 , III, V и VI, построены карты толщин (изопахит) в масштабе 1:50 000, уточнены стратиграфические границы целевых горизонтов и даны рекомендации на бурение поисковых скважин на надсолевой комплекс отложений. Объем сейсмической съемки составил 577,47 км².

Поисково-разведочное бурение.

Первые геологические данные о подсолевых отложениях района были получены в результате заложения в 1950 году на площади Тугаракчан скважины ОП-5. Кровля артинских отложений здесь вскрыта на глубине 2588 м. Позже глубокими скважинами Г-2, Г-3 и Г-4 на площади Торесай были вскрыты разнофациальные каменноугольные отложения, что послужило основанием выделения здесь южной границы Южно-Эмбинского поднятия. Отложения верхнего и среднего девона в этом районе вскрыты на площади Жанасу скважинами Г-10 и Г-11.

В последующие годы были пробурены многочисленные параметрические и поисковые скважины, вскрывшие подсолевой разрез непосредственно на исследуемой и прилегающих площадях: Г-25 (Боранколь), Г-3 (Елемес Зап.), Г-1, Г-9, Г-120 (Елемес), Г-10 (Елемес Вост.), П-1, П-2 (Караой), Г-10, Г-16, Г-17 (Маткен), П-1 и П-2 (Карашунгул), П-1 (Аккудук).

Непосредственно на территории контрактного участка Кокмай первое бурение проводилось еще в конце позапрошлого века и увенчалось получением первого в Казахстане нефтяного фонтана на месторождении Карашунгул. В дореволюционный период это месторождение так и не было доразведано. Его разведка продолжалась в несколько этапов. Последний из них охватывал период с 1949 по 1953 годы. Тогда было пробурено 13 разведочных скважин. Они располагались в присводовых частях юго-западного и юго-восточного крыльев соляного купола. Наибольшей глубины достигла скважина Г-18, которая при забое 1850 м была остановлена в триасовых отложениях. Значительных по запасам залежей нефти обнаружить не удалось. Работы были прекращены.

В 1962-63 гг с целью выяснения строения на структурах Каракыз и Несилбай было поставлено структурно-поисковое бурение. Скважины бурились до глубины 500 м и завершались проходкой в отложениях верхнего мела. Общий метраж бурения составил 14631,7 пог. м.

В 1977-78 гг в пределах площади Аккудук объединением «Казнефтегазгеология» пробурены скважины на подсолевой комплекс: АКК-П-1, АКК-2, АКК-3.

В 1981 году на структуре Аккудук было начато глубокое бурение с целью выявления залежей нефти в отложениях юры и триаса. Было открыто забалансовое месторождение с двумя небольшими залежами нефти в породах средней юры.

В 1982 г на структуре Несилбай пробурены поисковые скважины 1, 2, 3 с целью изучения глубинного строения и поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и пермотриаса. Скважины оказались «пустыми».

Не увенчалось открытиями новых залежей нефти бурение глубоких скважин Г-1 и Г-5 на Каракызе (ныне Кокмай), скважины Г-1 на Алакозе Юго-Восточном и скважин Г-1 и Г-2 на Корпеше.

В 2007-2008 годах на структуре Кокмай Юго-Западный недропользователем ТОО «Кокмай» были пробурены 3 поисковые надсолевые скважины КМ-1, 2, 3. В 2009 году там же пробурена скважина КМ-4. В 2010 году на Кокмай Северный пробурена надсолевая скважина КМ-5. В разрезах скважин продуктивных горизонтов не обнаружено.

Скважины ликвидированы по геологическим причинам.

Скважина АКК-20 - пробурена в 2016г за пределами надсолевого месторождения Аккудук. Забой скважины 2729,7м. С точки зрения продуктивности интерес представляет интервал 2659,5-2664,8м, залегающий в нижней части триасовых отложений, характеризуется повышенным сопротивлением на фоне вмещающих пород ($\rho=31,2-41,9$ Омм), $K_p=0,11-0,12$ д.ед, $K_{нг}=0,69-0,70$ д.ед. Состоит из 3-х пропластков, эффективная толщина составляет 4,0м. Пониженная пористость обусловлена повышенным содержанием карбонатного цемента, при испытании рекомендуется провести СКО. В отложениях средней юры, в келловейском горизонте (J_2kl) выделяется интервал 1660,5-1670,6м ($h_{эфф}=9,5$ м) повышенного сопротивления ($\rho=2,8$ Омм), возможно насыщен водой с повышенным содержанием водорастворенного газа. В интервале 2660-2666, из триасовых отложений получен незначительный приток нефти, отобраны глубинные и поверхностные пробы нефти и воды, керн.

Аккудук, П-1 - параметрическая скважина, глубиной 4754м в нижнем карбоне пробурена на структуре Аккудук в 1986г с целью изучения глубинного геологического строения структуры, литолого-фациальных особенностей подсолевых нижнепермских и каменноугольных отложений и выяснения перспектив нефтегазоносности. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В отобранных образцах керна признаки нефти и газа не обнаружены. По данным ГИС продуктивные горизонты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Аккудук, 2 - поисковая скважина, глубиной 3750м в нижнем карбоне пробурена на структуре Аккудук в 1988г с целью изучения глубинного геологического строения структуры, литолого-фациальных особенностей подсолевых нижнепермских и каменноугольных отложений и выяснения перспектив нефтегазоносности. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В отобранных образцах керна признаки нефти и газа не обнаружены. По данным ГИС продуктивные горизонты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Аккудук, 3 - поисковая скважина глубиной 3493м в артинских отложениях нижней перьми пробурена на структуре Аккудук в 1987г с целью изучения глубинного геологического строения структуры, литолого-фациальных особенностей подсолевых нижнепермских и каменноугольных отложений и выяснения перспектив нефтегазоносности. В процессе бурения на глубине 3191м произошел прихват бурильного инструмента из-за урона постороннего предмета. Аварию ликвидировали путем бурения нового ствола с глубины 2982м. При бурении скважины на глубине 3493 произошел повторный прихват бурильного инструмента из-за нарушения технологии. Скважина ликвидирована по техническим причинам.

Поисковая скважина КМ-1 пробурена в 2008 г на юго-западном крыле площади Кокмай, с целью обнаружения залежей нефти и газа в надсолевых отложениях. Забой скважины –2600 м. В забойной части скважина вскрыла нижнеюрские отложения. В разрезе скважины продуктивные горизонты не обнаружены. Керн не отбирался, по результатам материалов ГИС к опробованию был рекомендован интервал 1690-1734м - в результате опробования притока нефти и газа не получено, пласт «сухой». Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина КМ-2 пробурена в 2008г, глубиной 2600 м вскрыла нижнеюрские отложения. В разрезе скважины продуктивные горизонты не обнаружены. Керн не отбирался. В связи с отрицательными данными по опробованию скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Бурение **поисковой скважины КМ-3** на юго-западном крыле структуры Кокмай было начато в сентябре 2008 г. и закончено в январе 2009 г. при забое 2560 м. в отложениях нижней юры. Цель бурения-поиски залежей в надсолевых отложениях. В процессе бурения скважины нефтегазопроявления не наблюдались. Керн не отбирался. В связи с отрицательными данными по опробованию скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина КМ-4 пробурена в 2009 г. на юго-западной части структуры Кокмай с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела, юры и пермотриаса до глубины 2600 м. В забойной части скважина вскрыла пермотриасовые отложения. В разрезе скважины нефтегазопроявления не наблюдались, в поднятых образцах шлама признаки нефти не отмечены, проведен комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважины, по заключению материалов ГИС продуктивных горизонтов не выявлено. Эксплуатационная колонна не спущена в связи с отсутствием продуктивных горизонтов. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина КМ-5 пробурена в 2010г на структуре Кокмай с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела, юры и пермотриаса. Забой скважины –2300м, но планировалось бурить до глубины 2600м. В забойной части скважина вскрыла среднеюрские отложения. В

разрезе скважины нефтегазопроявления не наблюдались, в поднятых образцах шлама признаки нефти не отмечены, проведен комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважины, по результатам материалов ГИС к опробованию был рекомендован интервал 1710-1715м-в результате опробования притока нефти и газа не получено, пласт «сухой». Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина Алакоз -2 пробурена в 1983 г.на северном блоке юго-восточного крыла площади Алакоз с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и пермтриаса. Фактическая глубина скважины 2225м в отложениях кунгурского яруса нижней перьми. В процессе бурения нефтегазопоявлений не наблюдалось. В образцах керна признаки нефти не отмечались. По результатам обработки промыслово-геофизических материалов продуктивные горизонты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина Алакоз -3 пробурена в 1983 г.на северо-восточном крыле площади Алакоз с целью выявления нефтеносности в отложениях мела, юры и пермтриаса. Фактическая глубина скважины 2217м в отложениях кунгурского яруса нижней перьми. В процессе бурения нефтегазопоявлений не наблюдалось. В образцах керна признаки нефти не отмечались. По результатам обработки промыслово-геофизических материалов все выделенные в разрезе коллекторы отнесены к водонасыщенным, продуктивные пласты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина Несилбай-1 пробурена в 1982 г.в сводовой части структуры Несилбай с целью изучения геологического строения и поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и пермтриаса. Фактическая глубина скважины 2824м в отложениях кунгурского яруса нижней перьми. В процессе бурения нефтегазопоявлений не наблюдалось. В образцах керна признаки нефти не отмечались. По результатам обработки промыслово-геофизических материалов продуктивные пласты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина Несилбай-1 пробурена в 1982 г.в сводовой части структуры Несилбай с целью изучения геологического строения и поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и пермтриаса. Фактическая глубина скважины 2824м в отложениях кунгурского яруса нижней перьми. В процессе бурения нефтегазопоявлений не наблюдалось. В образцах керна признаки нефти не отмечались. По результатам обработки промыслово-геофизических материалов продуктивные пласты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина Несилбай-3 пробурена в 1982 г.на северо-восточном крыле структуры Несилбай с целью изучения геологического строения и поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и пермтриаса. Фактическая глубина скважины 3067м в отложениях кунгурского яруса нижней перьми. В процессе бурения

нефтегазопроявлений не наблюдалось. В отобранных образцах пород колонковым буром и боковыми грунтоносами признаки нефти не отмечались. По результатам обработки промыслово-геофизических материалов продуктивные пласты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина Каракыз-1 пробурена в 1980 г. на северо-западном крыле структуры Каракыз с целью изучения геологического строения и поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и пермотриаса. Фактическая глубина скважины 2650 м в отложениях кунгурского яруса нижней перьми. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах керна признаки нефти не отмечались. По результатам обработки промыслово-геофизических материалов продуктивные пласты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина Каракыз-5 пробурена в 1981 г. на юго-восточном крыле структуры Каракыз с целью изучения геологического строения и поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и пермотриаса. Фактическая глубина скважины 2830 м в отложениях кунгурского яруса нижней перьми. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах керна признаки нефти не отмечались. По результатам обработки промыслово-геофизических материалов продуктивные пласты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

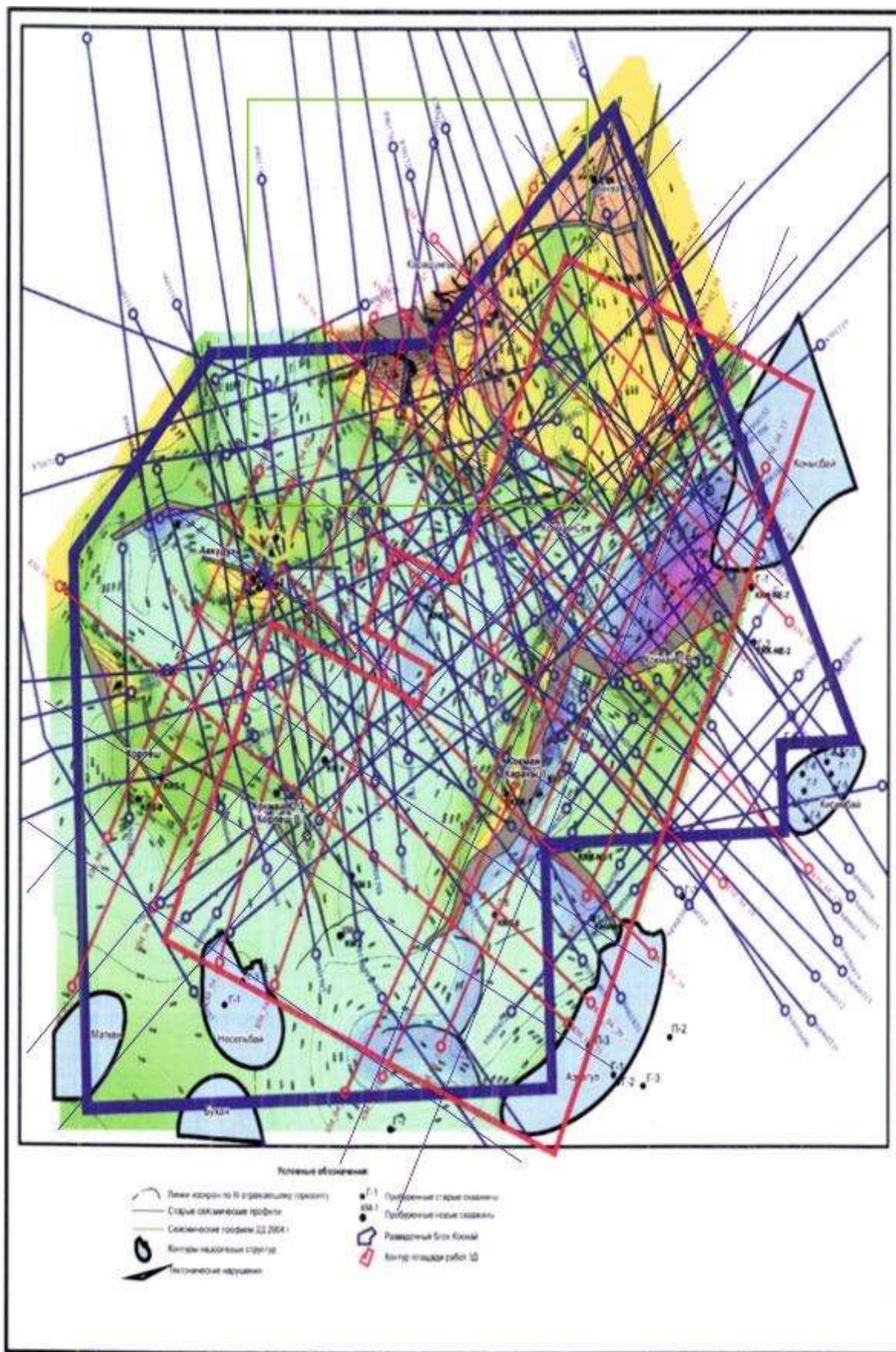


Рис. 3.1.1. Карта геолого-геофизической и буровой изученности

Таблица 3.1.1

Геолого-геофизическая изученность площади

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1.	Казахстанская геофизическая контора и Турланская геофизическая экспедиция ,1957 г.	сейсмические исследования МОВ	Было освещено строение надсолевого комплекса пород на уровне III (подошва неокома) и VI отражающих горизонтов (кровля соли). Попутно на этих структурах проводилось картировочное, структурно-поисковое и глубокое бурение, в результате построены геологические карты масштаба 1:50000 и 1:25000.
2.	1961 г с/п 7/81 Гурьевская геофизическая экспедиция треста “Казахстангеофизика”	проведены детальные работы в пределах площади Несилбай, Суишбек, Боранколь, Кисимбай	Построены структурные карты по III и IIIa отражающим горизонтам
3.	Трест «Саратовнефтегеофизика», 1972г.	сейсморазведочные работы МОГТ	Был детально изучен надсолевой комплекс отложений и получены основные сведения о строении подсолевого комплекса на уровне П ₁ , П ₂ , П ₃ отражающих горизонтов в районе Приморского свода, где было выявлено крупное Тенгизское поднятие.
4.	Трест «Эмбанефтегеофизика», 1977г.	сейсморазведочные работы МОГТ	Было изучено внутреннее строение подсолевых отложений и уточнена стратификация основных отражающих горизонтов.
5.	ГГЭ ПГО «Казгеофизика»,1989-91гг. с/п №08-8991	в пределах площади Кисимбай-Каракыз были проведены работы МОГТ 2Д	Построены структурные карты по III, V, VI отражающим горизонтам.
6.	ГГЭ ПГО «Казгеофизика», с/п 8/89, 1/89 и 1/90 1989-90гг.		В результате сейсмических исследований МОГТ, проведенных с/п 8/89, 1/89 и 1/90, детально изучено геологическое строение надсолевого и подсолевого комплексов отложений, выявлен ряд перспективных участков и аномальных зон.

7.	ТОО «Кокмай», 2004г.	сейсморазведочные работы 2Д	Изучение строения надсолевых и подсолевых комплексов отложений
8.	АО «Геостан», 2006г.	Интерпретация сейсморазведочных работ 2Д	Были уточнены структурные построения по пяти целевым горизонтам и рекомендовано заложение поисковых скважин, было уточнено строение соляных куполов и структур в межкупольных зонах. Купол Каракыз был переименован в Кокмай, а все выявленные на контрактном участке надсолевые ловушки признаны «спутниками» основного объекта и получили названия, отражающие их расположение относительно Кокмая (северный, северо-западный и т.д.). В подсолевом комплексе пород было существенно уточнено строение рифового массива и рекомендовано местоположение поисковых скважин. Общий объем сейсморазведочных работ составил 515,7 пог. км, в том числе 355,2 полнократных пог.км.
9.	ТОО «PGD Services», 2006-2007 г.г.	сейсморазведочные работы 3Д	Уточнено геологическое строение надсолевого и подсолевого комплексов отложений разведочной площади Кокмай. Выполнены построения по отражающим горизонтам П ₂ , П ₁ , III, V и VI, построены карты толщин (изопахит) в масштабе 1:50 000, уточнены стратиграфические границы целевых горизонтов и даны рекомендации на бурение поисковых скважин на надсолевой комплекс отложений. Объем сейсмической съемки составил 577, 47 км ² .
10	TRX Consult	Переинтерпретация ранее проведенных 2Д и 3Д сейсморазведочных работ	Выделены новые перспективные объекты Аккудукский, Алакоз, Алакоз Западный, Каракыз Северный, Корпеш Восточный, Каракыз Западный, Каракыз Южный, Жолдаскали.

Таблица 3.1.2

Изученность площади глубоким бурением

№ п/п	Купол	№ скважин, наименование площади	Категория скважин	Дата бурения		Глубина, м		Горизонт		Конструкция скважины				Результаты бурения, опробования, испытания, состояния скважины (ликвидированная, законсервированная)
				начало	оконч.	проект	факт.	проект.	факт.	направление	кондуктор	техническая	эксплуатация	
1	Корпеш	KRS-1	поисковая	Нет информации										Ликвидированная
2		KRS-2	поисковая	Нет информации										Ликвидированная
3	Каракыз	1	поисковая	24.11.1980	27.03.1981	3000	2650	кунгурский ярус нижней перьми	кунгурский ярус нижней перьми		299х200 устье	219х937 устье		Ликвидированная
4		5	поисковая	26.04.1981	28.10.1981	3000	2830	кунгурский ярус нижней перьми	кунгурский ярус нижней перьми		299х30 устье	219х1210 до гл.1010 от устья		Ликвидированная
5	Несибай	1	поисковая	21.12.1981	7.05.1982	3100	2824	кунгурский ярус нижней перьми	перм-триас		299х30 устье	219х1201,33 На гл 993м от устья	-	Ликвидированная
6		3	поисковая	21.05.1982	8.10.1982	2950	3067	кунгурский ярус нижней перьми	кунгурский ярус нижней перьми		299х32 устье	219х1008 устье	-	Ликвидированная
7	Аккудук	АКК-П-1	поисковая	11.06.1986	24.02.1988	4750	4754	нижний карбон	нижний карбон		426*93, устье	1.тех.кол 299х1360 на глубине 290м от устья 2тех.кол. 219х3196 на гл 700м от устья		ликвидированная.

8		АКК-2	поисковая	11.05.1987	9.09.1988	3750	3750	нижний карбон	нижний карбон		426*82, устье	1тех. кол 324х1014, устье 2тех.кол 219х3008 до глубины 1225м от устья	140х373 2 до глубины 1927 от устья	ликвидированная
	Акку-дук	АКК-3	поисковая	26.07.1987	30.09.1989	3750	3493	нижний карбон	артинский ярус нижней перьми		426*85, устье	1.тех.кол - не спущена 2тех.кол. 219х2964 на гл 410м от устья		ликвидированная
9	Алакоз	Г-2	поисковая	21.05.1983	4.08.1983	2250	2225	кунгурский ярус нижней перьми	кунгурский ярус нижней перьми	324х46 устье	245х991 устье		140х2250, до 900м от устья	Ликвидированная
10		Г-3	поисковая	20.03.1983	30.05.1983	2300	2217	кунгурский ярус нижней перьми	кунгурский ярус нижней перьми	324х51 устье	245х987 устье		140х2217, до 900м от устья	ликвидированная
11	Кокмай	КМ-1	поисковая	11.06.08	20.08.08	2600	2600	нижн. юра	нижн. юра	426х20 устье	324х67 устье	244,5х 1026 52 м от устья	- -	Ликвидированная
12		КМ-2	поисковая	01.04.08	27.05.08	2600	2600	нижн. юра	нижн. юра	426х24 устье	324х105 устье	244,5х 1064 устье	168,3х2412 устье	Ликвидированная
13		КМ-3	поисковая	20.09.08	11.01.09	2600	2560	нижн. юра	нижн. юра	426х20 устье	324х98 устье	244,5х 1060 устье	168,3х2600 устье	Ликвидированная
14		КМ-4	поисковая	01.10.09	10.11.09	2600	2600	нижн. юра	нижн. юра	426х20 устье	324х98 устье	244,5х 1055 устье	- -	ликвидированная
15		КМ-5	поисковая	14.11.10	06.02.10	2600	2300	нижн. юра	сред. юра	426х20 устье	324х400 устье	244,5х 1300 устье	168,3х2300 устье	ликвидированная
16	Аккудук	АКК-20				2750	2723	Т	Р1к	426х30 устье	324х250 устье	244,5х 1000 устье	168,3х2723 устье	В консервации

Таблица 3.1.3

Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

№№ п/п	Наименование площади	Проект предшествующего этапа или стадии разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на площади
				Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кокмай ЮЗ	«Проект разведки площади Кокмай».	2008	4/4	КМ-1 2600/2600, юра КМ-2 2600/2600 юра КМ-3 2600/2560, юра КМ-4 2600/2600, юра	11.06.08/20.08.08 01.04.08/27.05.08 20.09.08/11.01.09 01.10.09/10.11.09	Продуктивные объекты не выявлены
2	Кокмай Сев	«Дополнение к проекту разведки площади Кокмай»	2010	4/1	КМ-5 2600/2300, юра	14.11.10/06.02.10	Продуктивные объекты не выявлены
3	Кокмай	Проект поисковых работ на нефть и газ в подсолевых отложениях на площади Кокмай	2011	2/0	№№9/6500, 10/6500, девон	-	-

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «DP Energy», который приступил к работам согласно Контракта №4746-УВС-МЭ от 11.07.2019 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия контракта до 11 июля 2025 года.

3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

За прошедший период ТОО «Кокмай» выполнило сейсмические исследования 2Д и 3Д на контрактной территории.

После сбора и анализа геолого-геофизических материалов ТОО «Кокмай» в 2004г. были проведены сейсморазведочные работы 2Д с целью изучения надсолевых и подсолевых комплексов отложений. В 2006г. АО «Геостан» выполнило интерпретацию полученных новых сейсмических данных 2Д, а также переинтерпретацию старых сейсмических материалов. Были уточнены структурные построения по пяти целевым горизонтам и

рекомендовано заложение поисковых скважин, было уточнено строение соляных куполов и структур в межкупольных зонах. Купол Каракыз был переименован в Кокмай, а все выявленные на контрактном участке надсолевые ловушки признаны «спутниками» основного объекта и получили названия, отражающие их расположение относительно Кокмая (северный, северо-западный и т.д.). В подсолевом комплексе пород было существенно уточнено строение рифового массива и рекомендовано местоположение поисковых скважин. Общий объем сейсморазведочных работ составил 515,7 пог. км, в том числе 355,2 полнократных пог.км.

В 2007г. с учетом результатов работ сейсморазведки 2Д на большей части территории (577,47 км²) разведочного блока проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д с целью уточнения геологического строения надсолевых и подсолевых комплексов отложений. Интерпретация этих данных выполнена в 2008 году. Выполнены построения по отражающим горизонтам P_2 , P_1 , III, V и VI, построены карты толщин (изопахит) в масштабе 1:50 000, уточнены стратиграфические границы целевых горизонтов и даны рекомендации на бурение поисковых скважин на надсолевой комплекс отложений

Также ведение дальнейших геологоразведочных мероприятий на надсолевой комплекс можно связать с ловушками неантиклинального типа. Поиск неструктурных ловушек нефти осуществляется методами сейсморазведки (МОГТ) с применением специальных процедур обработки. Интерпретация сейсмических материалов позволяет на первом этапе выделять наиболее четкие отражающие горизонты, отождествляемые с определенными стратиграфическими единицами. Далее приемы интерпретации основываются на том, что литологический состав пород и характер слоистости отражаются на параметрах записи сейсмоволн.

Выявление сейсморазведкой малоразмерных неантиклинальных ловушек базируется на выделении сейсмофаций, характеризующихся по внешнему виду сейсмической записи определенными признаками. Существенным моментом при интерпретации является преобразование первичных сейсмических записей с применением специальных процедур обработки. Палеопреобразования выполняют с целью выделения песчаных раздувов в юрско-меловой части разреза и нефтеперспективных зон на основе анализа фаций, т. е., ориентированы на выявление структурно-литологических и литологических ловушек нефти. В этой связи не исключена вероятность выявления ловушек неантиклинального типа в пределах исследуемой территории в надсолевом комплексе отложений, однако проведение подобных работ должно базироваться на их экономической целесообразности.

Также дальнейшее направление поисково-разведочных работ на площади Кокмай связано с изучением подсолевых отложений, нефтегазоносность которых доказана на соседних месторождениях Тенгиз, Королевское, Кашаган, Елемес, Тортай, Толкын и др. Проведенные

недропользователем переинтерпретация 3Д сейсморазведки показывают, что в подсолевом комплексе отмечаются антиклинальные ловушки сводового типа. В связи с этим по подсолевым отложениям рассматриваемая территория является довольно привлекательной для проведения дальнейших нефтепоисковых работ.

В 2011 году ТОО "Проектный институт Optimum" был разработан «Проект поисковых работ на нефть и газ в подсолевых отложениях на площади Кокмай». Данный проект был рассмотрен и согласован на заседании ЦКРР РК. Проведенные сейсмические исследования МОГТ 2D/3D и данные переинтерпретации их, позволили выделить на площади Кокмай перспективные объекты в кровле артинских и каменноугольных отложений, в связи с этим в проекте было предусмотрено бурение 2-х подсолевых глубоких скважин. Однако, скважины не были пробурены по экономическим причинам.

На основании полученной геолого-геофизической информации, материалов глубокого бурения и сейсморазведки, данных промыслово-геофизических исследований, была проведена объективная оценка и степень геолого-геофизической изученности Контрактной территории в целом, что позволило сформулировать основные выводы и заключение, которые сводятся к следующему:

1. На Контрактной территории пробурены разведочные скважины: Алакоз: Г-2, Г-3; Каракыз: KRK-1, KRK-5, KRK-NE-1, KRK-NE-3; Корпеш: KRS-1, KRS-2 и 5 скважин, пробуренных ТОО "Кокмай": КМ-1, КМ-2, КМ-3, КМ-4, КМ-5, Аккудук: П-1, Г-2, Г-3. Все эти скважины ликвидированы по геологическим причинам, устье скважин оборудовано соответствующим образом.

2. Вероятно все эти скважины были пробурены не в оптимальных условиях. И перспективы надсолевого комплекса актуальны на сегодняшний момент, что подтверждается данными бурения и ГИС скважины АКК-20.

3. Также дальнейшее перспективное направление поисково-разведочных работ на контрактной территории связано с изучением подсолевых отложений.

3.3 Геофизические и геохимические исследования

На Контрактной территории пробурены разведочные скважины: Алакоз: Г-2, Г-3; Каракыз: KRK-1, KRK-5, KRK-NE-1, KRK-NE-3; Корпеш: KRS-1, KRS-2 и 5 скважин, пробуренных ТОО "Кокмай": КМ-1, КМ-2, КМ-3, КМ-4, КМ-5, Аккудук: П-1, Г-2, Г-3. Все эти скважины ликвидированы по геологическим причинам, устье скважин оборудовано соответствующим образом.

Для проведения каротажных исследований использовалась аппаратура - АБКТ, ТБК-3, БК, ДРСТ_3-90, СПАК-4, КМБК-3.

В разведочных скважинах комплекс общих геофизических исследований по всему стволу в масштабе глубин 1:500 включал запись в открытом стволе следующих методов: стандартный каротаж кровельными

(B0.5A2M, N0.25M2.25A) и подошвенным градиент-зондами (M2A0.5B) с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП), кавернометрию (ДС). Радиоактивный каротаж (РК) включал кривые записи естественной радиоактивности (ГК) и вторичного гамма-излучения (НГК). В скважинах, пробуренных в 2008- 2010 годах комплекс детальных исследований помимо перечисленных методов, включал боковое каротажное зондирование (БКЗ) в кровельном или подошвенном вариантах, два потенциал-зонда (B8A1M, N8.5M0.5A, N3.5M0.25A), микрозондирование (МК)- микроградиент (A0.025M0.025M) и микропотенциал (A0.05M) зондами.

Для контроля пространственного положения ствола скважины выполнялась инклинометрия приборами ИК-2, ИТ-200. Отсчеты велись по точкам через 20-25 м по всему стволу скважины. Пластовая температура замерялась по стволу скважин во время каротажных исследований и при проведении опробования.

Температура пласта на глубине 1800 м на месторождении Аккудук составляет 65⁰С, пластовое давление равно 19,5 МПа.

Таблица 3.3.1

Геофизические и геохимические исследования

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Интервалы исследований, м		Примечание
				1:500	1:200	
1	2	3	4	5	6	7
АКК-20	2016	2723 м	ПС и КВ	+	+	Данные заказчиком в цифровом виде не представлены
			БК	+	+	Зонды AT10, AT20, AT30, AT60, AT90
			ИК	+	+	Зонды RLA1, RLA2, RLA3, RLA4, RLA5
			ГК (GR)	+	+	Данные заказчиком в цифровом виде не представлены
			НК(TNPH)	+	+	Зонды AT10, AT20, AT30, AT60, AT90
			ГГКП (RHOV)	+	+	Зонды RLA1, RLA2, RLA3, RLA4, RLA5

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Интервалы исследований, м		Примечание
				1:500	1:200	
1	2	3	4	5	6	7
КМ-1	2008	2600м	КС(N0.5M2 A)	66.1-1049.0, 1049.6-2595.2	66.1-1049.0, 1049.6-2595.2	-
			БК	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	-
			КВ	66.1-1060.0, 1049.6-2595.2	66.1-1060.0, 1049.6-2595.2	-
			ПС	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	-
			ИКа	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	-
			ИКр	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	-
			ГК	0-1062.0, 1049.6-2603.0	66.1-1062.0, 1049.6-2603.0	-
			НГК	0-1062.0, 1049.6-2603.0	66.1-1062.0, 1049.6-2603.0	-
			АК (Δ Т, Т1, Т2)	-	66.1-1060.0, 1049.6-2603.0	-
			МБК	-	66.1-1060.0	-
			ГГК-П	-	78.0-1060.0, 1053.2-2603.0	-
			ТМ	0-1060.0, 1049.6-2603.0	66.1 -994.0	-
			АКЦ	42,3-1060м	-	-
			Инкл.	25-2600м	-	-
КМ-2	2008	2600 м	КС	104.1-1060.8, 1068.0-2066.5	104.1-1060.8, 1068.0-2066.5	-
			БК	104.1-1070.0, 1068.0-2614.0	104.1-1070.0, 1068.0-2614.0	-
			КВ	104.1-1062.0, 1068.0-2604.0	104.1-1062.0, 1068.0-2604.0	-
			ПС	104.1-1064.0	104.1-1064.0	-
			ИКа	104.1-1066.5, 1068.0-2614.0	104.1-1066.5, 1068.0-2614.0	-
			ИКр	104.1-1066.5, 1068.0-2614.0	104.1-1066.5, 1068.0-2614.0	-
			ГК	0-1068.0	104.1-1066.5, 1068.0-2602.0	-
			НГК	0-1068.0	104.1-1066.5, 1068.0-2605.0	-
			АК (Δ Т, Т1, Т2)	-	104.1-1068.0, 1068.0-2608.0	-
			МБК	-	104.1-1065.0, 1074.0-2604.8	-

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Интервалы исследований, м		Примечание
				1:500	1:200	
1	2	3	4	5	6	7
			ГГК-П	-	120.5-1068.5, 1072.5-2601.0	-
			Инклинометрия	49 точек, 78 точек		-
			ТМ	0-1066.0, 1068.0-2604.0		-
			АКЦ	0-1068.0		-
КМ-3	2008	2650м	КС	98.5-1055.0, 1056.5-2556.2	98.5-1065.0 , 1056.5-2556.2	-
			БК	98.5-1065.0, 1056.5-2565.2	98.5-1065.0 , 1056.5-2565.2	-
			КВ	98.5-1065.0, 1056.5-2565.2	98.5-1065.0 , 1056.5-2565.2	-
			ПС	98.5-1064.0, 1056.5-2565.2	98.5-1064.0 , 1056.5-2565.2	-
			ИКа	98.5-1060.0, 1056.5-2565.2	98.5-1060.0 , 1056.5-2565.2	-
			ИКр	98.5-1060.0, 1056.5-2565.2	98.5-1060.0 , 1056.5-2565.2	-
			ГК	0-1064.0, 1056.5-2565.2	98.5-1064.0 , 1056.5-2565.2	-
			НГК	0-1065.0, 1056.5-2565.2	98.5-1065.0 , 1056.5-2565.2	-
			АК (Δ Т, Т1, Т2)	-	66.1-1060.0 , 1056.5-2565.0	-
			МБК	-	66.1-1060.0	-
			ГГК-П	-	78.0-1058.0, 1053.2-2603.0	-
			ТМ	0-1060.0, 1049.6-2603.0		-
			АКЦ	55.3-1056.5	98.1 -994.0	-
КМ-4	2009	2600	Стандартный каротаж	0-2598	+	-
			БКЗ	-	1050-2150, 2090-2558	-
			БК	0-2598	1050-2150, 2090-2558	-
			ИК	-	1050-2150, 2090-2558	-
			ГК	0-2598	1050-2150	-
			КВ	0-2598	1050-2149,2, 1040-2558	-
			АК	-	1050-2150, 2090-2558	-

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Интервалы исследований, м		Примечание
				1:500	1:200	
1	2	3	4	5	6	7
			ГГКп	-		-
			ПС	0-2598	1050-2150, 2090-2558	-
			МКЗ	-	1050-2149,2 2090-2558	-
			НГК	-	1050-2150	-
			МБК	-	1050-2149,2 2090-2558	-
			инкл	0-2558	-	-
			терм	100-2558	-	-
КМ-5	2011	2300	БК дальний зонд	1294-2315	-	-
			БК малый зонд	1294-2315	-	-
			ПС	1294-2315	-	-
			ИК	1294-2315	-	-
			МБК	1294-2315	-	-
			МКЗ	1294-2315	-	-
			КВ	1294-2315	-	-
			ГК		-	-
			водородосо держание по ННК	1294-2315	-	-
			АК	1294-2315	-	-
			ГГК	1294-2315	-	-
			фотоэлектрический фактор	1294-2315	-	-
			Инкл.	1294-2315	-	-
			Терм.	1294-2315	-	-
Корпеш 1	1970	2700	ГК	110-2640		
			КС,ПС	1190-1830,1130-200,0-2640,20-2680,1200-2600		
			ИК	1200-1840,25-1130,		
АКК П-1	1988	4754	КС	90-4745	2298-3059	-
			ДС	90-4745	2291-40000	-
			ПС	90-4750	2295-4227	-
			БК	90-4754	2289-4227	-
			МБК	-	2297-4750	-
			Зонды БКЗ	-	2288-3076	-
			Инкл.	0-3810	3700-4750	-
			ГК	0-4226	2355-4720	-
			МКЗ	-	2288-3590	-

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Интервалы исследований, м		Примечание
				1:500	1:200	
1	2	3	4	5	6	7
			МКВ	-	2297-3073	-
			АК(Т,Т1,Т2)	1340-4750	2300-3820	-
			ИК	-	2290-4750	-
			термометр	-	2296-4750	-
			АКЦ	0-3235		-
			профилемер	3440-4745	3195-3595	-
			Газовый каротаж	-	3770-4547	-
			НГК	3250-4700	3470-4720	-
АКК 2	1990	3750 м	ПС	0-3735	3032-3718	-
			БК	70-3730	3034- 3732	-
			ДС	3015-3445	3154-3450	-
			инкл	-	2990-3722	-
			профилеметрия	1000- 3600	3154-3450	-
			АК	2000-3400	2990-3710	-
			Зонды БКЗ	-	3036-3730	-
			ГК	0-3205	3720	-
			МКЗ	3034-3232	3187-3450	-
			ИК	1965-3235	3034-3446	-
			Терм.	30-3710	3193-3540	-
			АКЦ	0-3700		-
			МБК	-	3030-3446	-
			КВ	70-3600	3005-3598	-
			МНК		3005-3720	-
АКК 3	1987	3493	КС	+	+	-
			ПС	+	+	-
			ДС	+	+	-
			БК	+	+	-
			ГК	+	+	-
			ИНКЛ.	+	+	-
Ала көз Г-2	1983	2220м	СК	0-2100	-	-
			ПС	0-2100	0-2100	-
			КВ	0-2100	0-2100	-
			БК	0-2100	0-2100	-
			ГК	0-1900	0-1900	-
			НГК	0-1300	0-1300	-
			ТЕРМ.	0-2100	-	-
			БКЗ	-	0-2100	-
			МКЗ	-	0-2100	-
			МБК	-	0-2100	-
			ИК	-	0-2100	-
			ИНКЛ	-	+	-

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Интервалы исследований, м		Примечание
				1:500	1:200	
1	2	3	4	5	6	7
			ПРОФ	+		-
<u>Ала</u> <u>коз</u> Г-3	1983	2217м	СК	0-2260	-	-
			КВ	0-2260	0-2260	-
			БК	0-2260	0-2260	-
			Терм.	0-2260	-	-
			ГК	0-1200	0-2260	-
			НГК	0-1200	0-2260	-
			ПС	+	0-2260	-
			БКЗ	-	0-2260	-
			ИК	-	0-2260	-
			МБК	-	0-2260	-
			МКЗ	-	0-2260	-
			Инкл.	-	0-2260	-
			АК	-	+	-
			РК	+	+	-
			Проф.	+	+	-
КР К-1	1981	2650	ПС	30-2554	1446-25540	-
			КВ	30-2556	1450-2556	-
			Инкл.	50-925		-
			ИК	1450-2265	1452-2540	-
			РЕЗИСТИВ ИМЕТРИЯ	1440-2230		-
			МКЗ		1438-22	-
			БКЗ		1448-2560	-
			БК	1376-2560	1374-2562	-
			МБК		1384-2544	-
			МИКРОКА ВЕРНОМЕ Р		1384-2544	-
			ГК	0-2545	1334-2056	-
			НГК	0-2510	1334-2506	-
			АК		1430-2532	-
КР К-5	1981	2830м	Инкл.	50-2400		-
			ПС	80-2820	1580-2780	-
			КВ	20-2810	1560-2810	-
			АКЦ	210-1220		-
			ГК	10-2670	1590-2670	-
			НГК	30-2650	1590-2670	-
			БК	1580-2790	1580-2780	-
			МКЗ	-	1550-2800	-
			БКЗ	-	1580-2810	-
			МБК	-	1580-2810	-
			ИК	-	1560-2740	-
			Терм.	-	1590-2810	-

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Интервалы исследований, м		Примечание
				1:500	1:200	
1	2	3	4	5	6	7
			РЕЗИСТИВ ИМЕ ТР	1580-2750		-
Нес илба й 1	1982	2824м	ПС	30-2685	1480-2685	-
			КВ	30-2720	1480-2720	-
			КРИВИЗН А	10-2025	-	-
			Терм.	1500-2032	1500-2032	-
			БКЗ		1480-2690	-
			БК	1200-2690	1480-2688	-
			ИК		1483-2720	-
			МИКРОКА ВЕРНОМЕ Р	-	1483-2055	-
			МБК		1483-2720	-
			ГК,НГК	0-2720	1500-2716	-
			АК		1500-2710	-
			АКЦ	0-1200		-
Нес илба й 3	1982	3067М	ПС	60-3000	1485-3000	-
			КВ	30-2960	1480-2960	-
			КРИВИЗН А	25-1100	-	-
			Инкл.	1500-3000	2800-3000	-
			БК	1490-3010	1490-3010	-
			БКЗ		1480-2990	-
			МИКРОЗО НДЫ	-	1475-2940	-
			ИК	-	1490-2300	-
			МБК	-	1490-3000	-
			КС	1010-3000	2180-3000	-
			МКВ	-	2180-3000	-
			Терм.	-	2180-3000	-

В скважине **АКК- 20** проведена качественная и количественная интерпретация данных ГИС включающий в себя методы ПС и КВ, БК, ИК, ГК.

Обработка проведена в программе «Interactive Petrophysics».

С точки зрения продуктивности интерес представляет интервал 2659,5-2664,8м, залегающий в нижней части триасовых отложений, характеризуется повышенным сопротивлением на фоне вмещающих пород ($\rho=31,2-41,9\text{Омм}$), $K_{п}=0,11-0,12\text{д.ед}$, $K_{нт}=0,69-0,70\text{д.ед}$. Состоит из 3-х пропластков, эффективная толщина составляет 4,0м.

В отложениях средней юры, в келловейском горизонте (J_2kl) выделяется интервал 1660,5-1670,6м ($h_{эфф}=9,5м$) повышенного сопротивления ($\rho=2,8Омм$), возможно насыщен водой с повышенным содержанием водорастворенного газа.

По данным ГИС достаточно уверенно выделяются плотные и углистые пропластки. В результате обработки материалов ГИС выделено 144 пластов-коллекторов общей толщиной 458.6м.

Пласты № 140-141 общей толщиной 9.2м имеют значения коэффициента эффективной пористости в пределах 5%, $K_{нт}$ 67-71% вмещающая порода - глинистый песчаник- коллектора нефтенасыщены.

Пласты № 142-144 общей толщиной 4.9м имеют значения коэффициента эффективной пористости в пределах 5-6%, $K_{нт}$ 44-48% вмещающая порода - глинистый песчаник- коллектора слабонефтенасыщены.

В скважине **КМ-1** комплексная количественная интерпретация проведена в интервале 66.1-2600.0м. Вскрытый разрез в литологическом отношении представлен терригенными отложениями- переслаиванием песчаных и глинистых, плотных, угленосных пород мелового и юрского возраста.

Отложения мелового горизонта (в интервале 66.1-1586.8м) представлены глинистыми, плотными породами и водонасыщенными песчаниками. Водонасыщенные песчаники характеризуются низкими сопротивлениями по БК- 0.35-0.6 Омм и характерным понижением на кривой ГК.

Верхняя юра вскрыта с глубины 1586.8м. и представлена плотными карбонатными, породами, глинистыми породами и имеет следующие геофизические характеристики: высокие значения УЭС – от 4.0 до 8.0 Омм, по ГГК-П – значения от 2.55-2.65 г/см³ низкие значения на кривой ГК – 2.5- до 3.0 мкР/час, снижением на кривой ΔT от 205-225 мкс/м. Представляющие интерес с точки зрения наличия углеводородов пласты- коллекторы отмечены в отложениях верхней юры:

- Пласт-коллектор в интервале 1678.2-1681.9м- неоднородный пласт-коллектор, в кровельной части увеличивается глинистость в интервале 1678.5-1679.2м и имеет следующие геофизические характеристики: K_p - 25%, K_p по НГК -28%, K_p по АК – 28%, $K_{нт}$ -52%.

Интервал 1687.2-1695.7- пласт-коллектор с уплотненным пропластком в кровельной части (1687.2-1689.3м);

Интервал 1705.0-1719.7-неоднородный пласт-коллектор со следующими геофизическими характеристиками: $K_{нт}$ -от 41% до 56%.

Средне - и нижнеюрские отложения вскрыты в интервале 1784.0м - 2442.0м. Интервал представлен переслаиванием заглинизированных, уплотненных, водонасыщенных песчаников и угленосных пропластков.

Отложения триаса, ориентировочно, вскрыты с глубины 2442.0м. и представлены чередованием заглинизированных, уплотненных и угленосных пропластков.

Керн не отбирался, по результатам материалов ГИС к опробованию был рекомендован интервал 1690-1734м - в результате опробования притока нефти и газа не получено, пласт «сухой».

В скважине **КМ-2** комплексная количественная интерпретация проведена в интервале 104.1-2600.0м. Вскрытый разрез в литологическом отношении представлен терригенными отложениями-переслаиванием песчаных и глинистых, плотных, угленосных пород мелового и юрского возраста.

Отложения мелового горизонта (в интервале 104.1-1693.0м) представлены глинистыми, плотными породами и водонасыщенными песчаниками. Водонасыщенные песчаники характеризуются низкими сопротивлениями по БК 0.4-0.6 Омм и характерным понижением на кривой ГК.

Верхняя юра вскрыта с глубины 1693.0м. до глубины 1958.0м Волжский горизонт в интервале 1693.0-1778.5м представлен плотными карбонатными породами, имеет следующие геофизические характеристики: высокие значения УЭС – от 5.0 до 6.5 Омм, по ГК-П – значения от 2.55-2.65 г/см³ низкие значения на кривой ГК – 2.5-до 3.0 мкР/час, снижением на кривой ΔТ от 205-225 мкс/м. В отложениях верхней юры выделяется пласт со слабыми признаками углеводородов в интервале 1815.0-1822.5м - со следующими геофизическими характеристиками: УЭС по БК-4.0Омм, УЭС по ИК-4.3Омм естественная гамма-активность по ГК-6.3 мкР/час, значения ΔТ по АК-256 мкс/м, Кп- 22%, Кп по НГК -21%, Кп по АК – 22%, Кп по ГК-П-24%, Кнг-40-42%.

Средне - и нижнеюрские отложения вскрыты в интервале 1958.0м - 2600м. Интервал представлен переслаиванием заглинизированных, уплотненных, водонасыщенных песчаников и угленосных пропластков.

По результатам комплексной интерпретации материалов ГИС в исследуемом разрезе скважины пласты-коллекторы с промышленным содержанием углеводородов не выявлены.

В скважине **КМ-3** комплексная количественная интерпретация проведена в интервале 98.5-2600.0м Вскрытый разрез в литологическом отношении представлен терригенными отложениями, переслаиванием песчаных и глинистых, плотных, угленосных пород мелового и юрского возрастов.

Ствол скважины в интервалах 1292-1305м; 1319-1347м; 1360-1420м; 1450-1535м подвергся значительному размыву, что осложняет однозначную оценку пористости и продуктивности исследованных пластов.

Отложения мелового горизонта представлены глинистыми, плотными породами и водонасыщенными песчаниками. Водонасыщенные песчаники характеризуются низкими сопротивлениями по БК - 0.5-0.6 Омм и характерным понижением на кривой ГК.

Верхняя юра вскрыта с глубины 1671.0м. Волжский горизонт в интервале 1671.0-1759.0м представлен плотными карбонатными породами,

имеет следующие геофизические характеристики: высокие значения УЭС – от 4.0 до 9.0 Омм, низкие значения на кривой ГК – 3.5 -до 4.0 мкР/час, снижением на кривой ΔT от 205-210 мкс/м.

В отложениях верхней юры выделяется пласт со слабыми признаками углеводородов в интервале 1763.5-1766.0м характеризуется как песчаник с пониженной пористостью, имеет геофизические характеристики ГК- 7.5мкР/ч, НГК-1.65-у.е. УЭС по БК-2.5Омм, АК – 285мкс/м, Кнг-40-42%.

Пласты в интервалах 1774.0-1774.9м;1788.9-1790.6м; 1792.2-1794.2м; 1795.8-1802.8м;чередующие с глинистыми пропластками - заглинизированные песчаники с ухудшенными коллекторскими свойствами. Геофизическими характеристиками сопротивление по БК – 2-3 Омм, ГК- 7-9мкР/ч, НГК - 1.65-1.85 у.е, АК - 265мкс/м, Кнг от 32-42%.

Пласты в интервалах 2253.7-2254.8м; 2257.1-2259.2м, 2275.9-2277.8м с пониженной пористостью, с ухудшенными коллекторскими свойствами и имеет геофизические характеристики БК – 3 Омм, ГК- 10.5мкР/ч, НГК - 1.85у.е, АК - 265мкс/м, Кн от 21 до32%.

Средне - и нижнеюрские отложения вскрыты в интервале 1928.0м - 2488.0м. Интервал представлен переслаиванием заглинизированных, уплотненных, водонасыщенных песчаников и угленосных пропластков.

Отложения триаса, ориентировочно, вскрыты с глубины 2488.0м. и представлены чередованием заглинизированных, уплотненных и водонасыщенных песчаников.

По результатам комплексной интерпретации материалов ГИС в исследуемом разрезе скважины пласты-коллекторы с промышленным содержанием углеводородов выявлены в интервалах: слабонефтенасыщенные: 1763.5-1766.1м; 1774.0-1774.9м;1788.9-1790.6м; 1792.2-1794.2м; 1795.8-1802.8м; 2253.7-2254.8м; 2257.1-2259.2м;2275.9-2277.8м.

В скважине **КМ-4** проведена детальная обработка данных ГИС с использованием программы «GeoOffice Solver» в интервале 1060-2160, 2100-2560 м. В результате комплексных геофизических исследований перспективные пласты в разрезе не выявлены.

В скважине КМ-5 проведен комплекс геофизических исследований в интервале 1014-2315, 1294-2315 м ПС, ДС, БК, ИК, ГК, АК, АКЦ, ГГК и КВ, МБК, МКЗ ,термометрия , инклинометрия . Породы исследуемого интервала до глубины 1598м представлены терригенными отложениями, интервал 1598-1715м представлен неоднородными рыхлыми карбонатами, с прослоями песчаников и глинистого материала , с глубины 1715м и до забоя - переслаивание песчаников с глинистым цементом, с карбонатным цементом, углистых пропластков и различных глинистых пород.

В разрезе выделяется интервал-коллектор с неясным насыщением, наиболее вероятно слабопроницаемый с присутствием УВ (инт.1710,7-1714,8 м). Остальные выделенные коллектора в исследованном разрезе насыщены водой.

В скважине **Аккудук П-1** проведены детальные промыслово-геофизические исследования включающий в себя методы ПС ,БК, ИК, ГК,АК, ГГК и КВ, МБК, МКЗ, термометрия, инклинометрия в интервалах 2300-3070, 3196-3606, 3600-4750м. Удельное сопротивление пластов в инт. 2314-2317.4 м, 2335.8-2339.6 м, 2345-2350м, 2370-2377м, 2484-2485.8 м, 2462.2-2464м, 2563.2-2567м, 2647.4-2651.6 м от 2,9 до 4,7 Омм, естественная гамма- активность 7-8 мкР/час, интервальное время 205-235 мкс/м, К_п 10-16 %, глинистости-4 0%, кривые БКЗ, БК, ИК обрабатывается с повышающим проникновением, таким образом пласты характеризуются как водонасыщенный.

В инт. 3622-4000 м УЭС 3,5-4,0 Омм ,естественная гамма активность 11 мкР/ час. В пределах этой толщи по данным МБК, АК, НГК, БК выделяются пропластки песчаников и известняков, в разной степени заглинизированных.

По данным газового каротажа в процессе бурения повышенных газопоказаний не отмечалось. В результате комплексного рассмотрения материалов имеющегося неполного комплекса ГИС по скв. П-1 при забое 4754 м нефтегазонасыщенных объектов не выделено.

В скважине **Аккудук №2** по имеющемуся комплексу ГИС в разрезе выделяются ряд пластов, обладающих идентичными коллекторскими свойствами(инт. 3264-3279,3292-3330.5, 3334-3342,3347.6-3365.5, 3368.2-3376,3382-3397,3503-3508,3599-3601,3627-3631,3676-3678.4) УВС-15-40 Омм, пористость по МНК 8-12 %, глинистость по ГК -10-20%.

В скважине **Алакоз №2** проведены детальные геофизические исследования. В результате анализа и комплексной интерпретации промыслово- геофизического материала в сопоставлении с разрезом скв №3, скважина вскрыла меловые, юрские и пермотриасовые отложения. Коллекторы юрских отложений определяется низкими уд. сопротивлениями 0,5-0,9 Омм и оценивается водоносным. По результатам обработки промыслово-геофизических материалов продуктивные горизонты не выявлены.

В скважине **Алакоз №3** по результатам обработки промыслово-геофизических материалов все выделенные в разрезе коллекторы отнесены к водонасыщенным и продуктивные пласты отсутствуют.

В скважине **Каракыз № 1** проведены промыслово- геофизические исследования включающий в себя методы ПС ,БКЗ, ИК, ГК, АК, кавернометрия, МБК, МКЗ, НГК, инклинометрия. Разрез скважины песчано – глинистый. Сопротивления пластов колеблются от 1 Омм до 10 Омм. В результате комплексной интерпретации нефтегазонасыщенные пласты не выявлены.

В скважине **Каракыз №5** по результатам БКЗ было обработано 23 пласта. Сопротивления аргиллитов и глин 0.6-1.1 Омм, песков и песчаников 0.2-2.0 , плотных -1.6-1.8 Омм. По данным ГК разрез характеризуется повышенной глинистостью. Значение ГК от 3,1 до 14,0 мкР/ час. Значения

НГК 1,6-2,5 усл.ед. По данным промыслово-геофизических исследований в разрезе скважины перспективных пластов на приток УВ не обнаружено.

Комплексная интерпретация в скв. **Несилбай 1** произведена для 27 интервалов различной геофизической характеристики. Определены удельные электрические сопротивления, которые находятся в пределах 0,3-6 Ом по БКЗ. Удельные сопротивления песчаников в пределах от 0,3-1 (водоносные) до 5-6 Ом имеют низкие значения естественной гамма активности.

По данным промыслово- геофизических исследований в разрезе скважины нефтеносные объекты не выявлены.

В скважине **Несилбай 5** комплексная интерпретация проведена для 27 интервалов различной геофизической характеристики. Удельные сопротивления глин в пределах от 1 до 2,5. Удельные сопротивления песчаников колеблется от 3,5- 0,6 ом до 7,5 ом. Низкие значения сопротивления соответствуют водоносным пластам. По данным промыслово- геофизических исследований нефтеносные горизонты не выявлены.

Таблица 3.3.2

Результаты интерпретации данных ГИС по скв.20 месторождения Аккудук

№	Горизонт	Кровля	Подошва	толщина	Кровля	Подошва	КВ	БК	МБК	ГК	АК	ГТКп	Фотозл.	КпННК	Кпоб (Крог.)	Кпэфф	Кэл	Понижаем ость	Кв	Кнг	Насыщение	Remarks
		истинная, м		м	абсолютная, м		мм	Омм	Омм	gAPI	мкс/ м	г/см З		д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.	мДр	д.ед.	д.ед.		
1		1041,7	1048,0	6,3	-1052,1	-1058,3	216	0,31	0,31	89	347	2,17	2,5	0,33	0,29	0,25	0,23	24,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
2		1049,3	1050,2	0,9	-1059,7	-1060,6	217	0,36	0,43	84	408	2,25	2,6	0,28	0,24	0,21	0,18	11,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
3		1052,7	1071,0	18,3	-1063,0	-1081,3	217	0,32	0,36	90	365	2,18	2,5	0,33	0,28	0,24	0,24	19,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
4		1072,8	1074,5	1,7	-1083,2	-1084,8	220	0,60	0,75	107	374	2,28	3,0	0,34	0,20	0,13	0,45	1,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
5		1077,7	1078,4	0,8	-1088,0	-1088,8	220	0,62	0,70	102	374	2,22	2,9	0,37	0,25	0,19	0,38	9,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
6		1083,6	1084,5	0,9	-1094,0	-1094,9	222	0,59	0,58	84	348	2,27	2,7	0,31	0,23	0,20	0,18	11,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
7		1093,4	1098,6	5	-1103,7	-1108,9	217,5	0	0,32	84,4	348,6	2,2	3	0,32	0,28	0,25	0,19	30,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
8		1101,5	1102,5	1,1	-1111,8	-1112,9	218	0,59	0,81	96	306	2,27	2,9	0,32	0,22	0,18	0,30	6,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
9		1133,3	1141,4	8,1	-1143,7	-1151,7	216	0,28	0,28	75	371	2,45	2,2	0,31	0,33	0,31	0,11	75,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
10		1149,9	1150,7	0,8	-1160,3	-1161,0	217	0,87	0,87	103	398	2,35	2,7	0,28	0,25	0,20	0,38	19,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
11		1151,9	1154,0	2,1	-1162,3	-1164,4	220	0,27	0,24	85	362	2,11	2,3	0,33	0,34	0,32	0,19	83,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
12		1154,5	1155,9	1,4	-1164,8	-1166,2	217	0,32	0,33	80	445	2,18	2,5	0,31	0,32	0,30	0,15	60,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
13		1170,5	1176,6	6,1	-1180,8	-1186,9	214	0,30	0,29	96	376	2,13	2,4	0,34	0,31	0,26	0,29	28,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
14		1188,2	1189,2	1,1	-1198,5	-1199,6	216	0,29	0,29	105	362	2,15	2,4	0,34	0,28	0,21	0,40	13,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
15		1190,3	1202,2	11,9	-1200,7	-1212,5	215	0,23	0,23	87	340	2,13	2,3	0,33	0,31	0,28	0,21	32,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
16		1202,8	1205,8	3,1	-1213,2	-1216,2	216	0,25	0,25	82	346	2,14	2,4	0,33	0,31	0,28	0,16	35,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
17		1206,8	1207,5	0,8	-1217,1	-1217,9	216	0,42	0,62	95	412	2,25	2,8	0,28	0,24	0,20	0,28	8,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
18		1208,0	1211,9	4,0	-1218,3	-1222,3	215	0,41	0,42	91	368	2,23	2,6	0,30	0,25	0,21	0,24	13,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
19		1213,6	1214,2	0,6	-1224,0	-1224,6	216	0,54	0,70	96	418	2,29	2,6	0,29	0,21	0,17	0,29	4,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
20		1215,6	1222,2	6,5	-1226,0	-1232,5	216	0,27	0,28	91	343	2,17	2,4	0,30	0,29	0,25	0,24	20,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
21		1236,3	1238,2	1,8	-1246,7	-1248,5	217	0,39	0,39	99	327	2,22	2,5	0,30	0,25	0,20	0,33	10,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
22		1243,8	1247,6	3,8	-1254,2	-1258,0	216	0,25	0,23	84	359	2,13	2,3	0,34	0,31	0,28	0,18	37,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
23		1248,2	1255,4	7,2	-1258,6	-1265,7	216	0,23	0,22	83	371	2,13	2,2	0,31	0,31	0,29	0,17	38,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
24		1282,5	1284,2	1,7	-1292,9	-1294,5	222	0,51	0,51	100	325	2,32	2,7	0,29	0,20	0,17	0,21	3,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
25		1288,4	1289,5	1,1	-1298,8	-1299,9	250	1,05	1,08	108	330	2,30	3,1	0,28	0,20	0,16	0,29	6,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
26		1318,6	1320,5	1,8	-1329,0	-1330,8	224	0,59	0,58	108	363	2,23	2,6	0,33	0,25	0,21	0,29	15,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
27		1328,8	1330,8	2,0	-1339,2	-1341,2	223	0,71	0,82	111	345	2,29	2,7	0,32	0,21	0,16	0,33	3,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
28		1332,0	1334,8	2,7	-1342,4	-1345,1	219	0,43	0,43	105	360	2,20	2,6	0,33	0,27	0,23	0,26	19,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
29		1346,2	1347,1	0,9	-1356,6	-1357,5	224	0,90	0,97	116	328	2,31	2,8	0,31	0,19	0,13	0,41	1,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
30		1350,9	1352,3	1,4	-1361,3	-1362,7	218	0,51	0,57	102	346	2,23	2,6	0,32	0,25	0,22	0,23	18,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
31		1353,2	1354,6	1,4	-1363,6	-1364,9	218	0,64	0,69	110	343	2,28	2,7	0,33	0,21	0,17	0,30	4,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
32		1355,2	1356,1	0,9	-1365,6	-1366,5	218	0,42	0,48	106	337	2,21	2,6	0,33	0,26	0,22	0,27	18,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
33		1359,3	1362,2	2,9	-1369,7	-1372,6	217	0,45	0,45	108	348	2,20	2,6	0,32	0,26	0,22	0,29	16,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
34		1363,6	1364,2	0,6	-1373,9	-1374,6	220	0,62	0,73	114	268	2,26	2,7	0,29	0,22	0,17	0,37	3,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
35		1369,2	1370,6	1,4	-1379,6	-1381,0	224	0,69	0,73	112	288	2,25	2,7	0,29	0,24	0,19	0,34	10,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
36		1376,5	1377,3	0,8	-1386,9	-1387,7	221	0,65	0,66	114	299	2,25	2,6	0,30	0,23	0,18	0,37	6,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
37		1378,7	1379,3	0,6	-1389,0	-1389,6	221	0,66	0,76	111	320	2,28	2,8	0,31	0,21	0,16	0,32	4,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
38		1382,3	1383,2	0,9	-1392,7	-1393,6	218	0,38	0,42	104	358	2,24	2,7	0,33	0,24	0,21	0,26	10,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
39		1387,2	1388,7	1,5	-1397,6	-1399,1	222	0,78	0,88	108	362	2,34	2,8	0,29	0,18	0,14	0,29	1,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
40		1389,2	1391,9	2,7	-1399,5	-1402,3	217	0,60	0,66	112	354	2,26	2,7	0,30	0,23	0,18	0,34	6,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
41		1402,4	1403,1	0,6	-1412,8	-1413,4	215	0,64	0,67	118	343	2,28	2,7	0,32	0,22	0,15	0,43	2,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
42		1403,7	1404,9	1,2	-1414,0	-1415,2	217	0,41	0,42	111	355	2,20	2,6	0,34	0,26	0,21	0,33	11,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор

43		1411,6	1412,3	0,8	-1421,9	-1422,7	219	0,70	0,80	116	415	2,30	2,5	0,27	0,20	0,14	0,39	2,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
44		1412,8	1419,5	6,7	-1423,2	-1429,9	215	0,31	0,29	100	367	2,14	2,5	0,35	0,30	0,27	0,21	46,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
45		1434,4	1435,7	1,2	-1444,8	-1446,0	217	0,38	0,37	106	326	2,20	2,5	0,31	0,27	0,23	0,27	16,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
46		1438,7	1439,9	1,2	-1449,1	-1450,3	216	0,54	0,64	110	348	2,32	2,7	0,27	0,20	0,15	0,31	2,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
47		1442,2	1443,0	0,8	-1452,6	-1453,3	215	0,45	0,61	108	321	2,31	2,8	0,30	0,20	0,16	0,29	2,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
48		1443,6	1445,1	1,5	-1454,0	-1455,5	215	0,35	0,38	108	342	2,20	2,6	0,33	0,27	0,22	0,29	14,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
49		1446,3	1448,3	2,0	-1456,7	-1458,7	215	0,40	0,44	110	333	2,23	2,7	0,31	0,25	0,20	0,32	7,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
50		1459,7	1461,4	1,7	-1470,1	-1471,8	215	0,39	0,35	97	309	2,20	2,8	0,32	0,27	0,23	0,25	18,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
51		1463,3	1464,8	1,5	-1473,6	-1475,1	214	0,38	0,41	102	316	2,22	2,7	0,30	0,25	0,21	0,29	11,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
52		1467,2	1469,5	2,3	-1477,6	-1479,9	215	0,46	0,46	101	197	2,22	2,7	0,31	0,25	0,21	0,29	11,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
53		1483,1	1484,6	1,5	-1493,4	-1494,9	216	0,36	0,38	103	321	2,23	2,6	0,31	0,25	0,20	0,30	7,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
54		1485,0	1485,8	0,8	-1495,4	-1496,2	216	0,45	0,51	98	309	2,29	2,8	0,30	0,22	0,18	0,25	4,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
55		1486,4	1487,9	1,5	-1496,8	-1498,3	216	0,40	0,47	105	314	2,26	2,7	0,30	0,22	0,17	0,35	5,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
56		1488,7	1490,2	1,5	-1499,1	-1500,6	216	0,36	0,43	103	316	2,25	2,7	0,28	0,23	0,19	0,30	6,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
57		1491,4	1493,6	2,1	-1501,8	-1503,9	216	0,39	0,46	105	320	2,25	2,7	0,30	0,23	0,18	0,35	5,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
58		1494,0	1518,0	23,9	-1504,4	-1528,3	216	0,30	0,32	93	314	2,22	2,5	0,30	0,26	0,23	0,19	14,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
59		1538,5	1545,2	6,7	-1548,9	-1555,6	216	0,46	0,46	65	262	2,33	3,1	0,31	0,19	0,18	0,12	4,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
60		1572,7	1574,5	1,8	-1583,0	-1584,9	242	2,43	2,58	54	231	2,56	4,6	0,14	0,11	0,10	0,07	0,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
61		1575,9	1577,1	1,2	-1586,2	-1587,5	221	3,96	4,33	38	236	2,50	4,8	0,14	0,13	0,13	0,02	5,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
62		1577,4	1578,9	1,5	-1587,8	-1589,3	231	2,48	2,46	52	182	2,56	4,7	0,15	0,11	0,10	0,06	0,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
63		1588,2	1589,3	1,1	-1598,6	-1599,6	238	4,39	5,12	43	198	2,53	4,7	0,11	0,11	0,10	0,03	1,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
64		1600,6	1601,3	0,8	-1610,9	-1611,7	234	2,23	2,44	44	220	2,51	4,7	0,12	0,12	0,11	0,03	1,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
65		1615,3	1616,3	0,9	-1625,7	-1626,6	224	2,28	2,50	44	304	2,50	4,8	0,14	0,13	0,12	0,03	2,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
66		1626,5	1627,5	1,1	-1636,8	-1637,9	221	1,85	1,96	73	245	2,51	3,5	0,20	0,15	0,13	0,17	2,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
67		1628,6	1630,6	2,0	-1639,0	-1640,9	224	1,94	2,07	69	242	2,49	3,7	0,19	0,15	0,13	0,15	2,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
68		1631,5	1635,5	4,0	-1641,9	-1645,8	224	2,21	2,35	70	402	2,50	3,4	0,22	0,16	0,14	0,15	5,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
69		1652,5	1655,3	2,7	-1662,9	-1665,6	237	1,73	1,82	92	303	2,44	3,8	0,25	0,17	0,12	0,29	1,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
70		1660,9	1671,0	10,1	-1671,3	-1681,3	232	2,66	3,05	78	360	2,44	3,8	0,24	0,17	0,14	0,20	9,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
71		1672,3	1673,3	0,9	-1682,7	-1683,6	233	2,27	2,51	97	304	2,44	4,0	0,31	0,18	0,13	0,33	2,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
72		1698,6	1699,6	1,1	-1708,9	-1710,0	216	0,81	0,96	89	286	2,37	3,0	0,24	0,19	0,15	0,27	3,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
73		1707,5	1709,2	1,7	-1717,9	-1719,6	216	0,45	0,45	96	312	2,24	2,6	0,29	0,24	0,19	0,34	6,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
74		1716,7	1719,9	3,2	-1727,1	-1730,3	216	0,38	0,33	94	319	3,20	2,4	0,31	0,29	0,24	0,31	22,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
75		1725,4	1726,9	1,5	-1735,7	-1737,3	217	0,57	0,58	113	307	2,32	2,6	0,30	0,25	0,19	0,37	11,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
76		1732,4	1734,2	1,8	-1742,7	-1744,6	216	0,46	0,45	110	312	3,04	3,2	0,28	0,27	0,22	0,34	14,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
77		1783,0	1784,1	1,1	-1793,3	-1794,4	216	0,64	0,70	98	299	2,30	2,4	0,28	0,20	0,15	0,34	2,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
78		1786,8	1788,0	1,2	-1797,2	-1798,4	217	0,51	0,55	104	301	2,27	2,5	0,28	0,22	0,16	0,39	3,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
79		1792,9	1798,5	5,6	-1803,3	-1808,9	215	0,37	0,37	86	293	2,25	2,3	0,27	0,24	0,20	0,22	8,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
80		1800,4	1803,4	3,0	-1810,7	-1813,8	216	0,33	0,37	80	285	2,26	2,7	0,27	0,23	0,21	0,18	8,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
81		1804,0	1824,0	20,0	-1814,4	-1834,3	223	0,28	0,29	73	299	2,39	2,3	0,29	0,26	0,24	0,13	16,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
82		1839,4	1840,0	0,6	-1849,7	-1850,3	215	0,51	0,58	99	293	2,29	2,7	0,29	0,21	0,16	0,34	2,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
83		1865,4	1866,2	0,8	-1875,8	-1876,6	216	0,73	0,95	84	264	2,36	2,0	0,20	0,17	0,14	0,21	2,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
84		1878,4	1879,1	0,8	-1888,7	-1889,5	216	0,52	0,71	103	294	2,26	2,3	0,28	0,22	0,16	0,39	3,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
85		1880,2	1881,0	0,8	-1890,6	-1891,3	217	0,46	0,55	102	303	2,24	2,3	0,31	0,24	0,19	0,36	6,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
86		1883,3	1884,0	0,8	-1893,6	-1894,4	216	0,51	0,58	105	296	2,29	2,4	0,28	0,21	0,15	0,41	2,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
87		1896,1	1897,6	1,5	-1906,4	-1908,0	217	0,43	0,44	102	299	2,24	2,4	0,29	0,23	0,18	0,38	5,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
88		1905,7	1909,8	4,1	-1916,0	-1920,1	216	0,37	0,37	78	290	2,27	2,3	0,26	0,23	0,20	0,17	8,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
89		1910,5	1915,3	4,7	-1920,9	-1925,6	217	0,42	0,45	81	297	2,24	2,3	0,28	0,25	0,22	0,19	15,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
90		1929,9	1931,3	1,4	-1940,3	-1941,6	216	0,61	0,62	103	291	2,29	2,4	0,28	0,21	0,15	0,38	2,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
91		2018,6	2021,0	2,4	-2029,0	-2031,4	216	0,52	0,50	101	297	2,25	2,4	0,28	0,23	0,18	0,36	5,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
92		2021,3	2022,4	1,1	-2031,7	-2032,8	217	0,47	0,52	104	298	2,26	2,4	0,29	0,22	0,17	0,39	3,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор

93		2027,7	2028,8	1,1	-2038,1	-2039,2	216	0,51	0,51	102	292	2,27	2,5	0,28	0,22	0,16	0,36	3,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
94		2036,3	2037,2	0,9	-2046,6	-2047,5	217	0,54	0,72	107	294	2,30	2,5	0,28	0,20	0,13	0,44	1,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
95		2078,3	2083,1	4,7	-2088,7	-2093,4	216	0,35	0,34	70	250	2,25	2,1	0,26	0,24	0,23	0,12	15,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
96		2084,0	2087,2	3,2	-2094,3	-2097,5	216	0,27	0,29	67	290	2,24	2,2	0,26	0,25	0,23	0,10	16,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
97		2094,0	2096,2	2,1	-2104,4	-2106,5	216	0,55	0,57	88	281	2,31	2,5	0,24	0,20	0,16	0,25	3,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
98		2098,1	2098,9	0,8	-2108,5	-2109,3	216	0,60	0,72	91	291	2,32	2,4	0,26	0,19	0,15	0,27	2,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
99		2110,3	2111,6	1,2	-2120,7	-2121,9	216	0,67	0,75	85	290	2,31	2,4	0,24	0,20	0,16	0,23	4,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
100		2117,2	2118,6	1,4	-2127,6	-2128,9	216	0,76	0,77	93	295	2,28	2,3	0,26	0,22	0,17	0,30	7,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
101		2121,5	2123,3	1,8	-2131,8	-2133,7	216	0,40	0,35	69	294	2,25	2,2	0,25	0,24	0,22	0,12	19,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
102		2130,6	2131,4	0,8	-2141,0	-2141,7	214	0,77	0,80	70	273	2,36	2,5	0,25	0,17	0,15	0,12	3,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
103		2131,5	2132,3	0,8	-2141,9	-2142,6	215	0,47	0,57	81	286	2,34	2,5	0,25	0,18	0,15	0,19	2,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
104		2144,6	2148,6	4,0	-2155,0	-2159,0	216	0,56	0,58	89	280	2,32	2,2	0,23	0,19	0,15	0,26	2,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
105		2149,2	2169,2	20,0	-2159,6	-2179,5	216	0,45	0,50	83	284	2,30	2,1	0,24	0,21	0,18	0,22	6,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
106		2170,1	2171,8	1,7	-2180,4	-2182,1	216	0,53	0,66	95	271	2,35	2,2	0,21	0,18	0,13	0,31	1,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
107		2172,5	2188,1	15,6	-2182,9	-2198,4	216	0,43	0,49	82	279	2,30	2,1	0,23	0,21	0,18	0,21	5,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
108		2191,4	2218,8	27,4	-2201,8	-2229,2	216	0,29	0,31	65	293	2,24	2,1	0,25	0,25	0,23	0,10	17,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
109		2221,0	2229,2	8,2	-2231,3	-2239,6	216	0,36	0,38	72	282	2,28	2,3	0,24	0,22	0,20	0,14	8,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
110		2229,7	2237,9	8,2	-2240,0	-2248,3	215	0,43	0,44	59	271	2,33	2,6	0,24	0,19	0,18	0,06	7,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
111		2239,9	2240,9	1,1	-2250,2	-2251,3	216	0,42	0,51	70	273	2,32	2,4	0,25	0,20	0,18	0,12	5,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
112		2246,1	2247,0	0,9	-2256,5	-2257,4	215	0,52	0,65	77	265	2,37	2,6	0,23	0,17	0,14	0,17	1,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
113		2248,4	2250,4	2,0	-2258,8	-2260,8	216	0,67	0,74	85	268	2,36	2,5	0,22	0,17	0,14	0,22	1,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
114		2251,6	2267,6	16,0	-2262,0	-2278,0	214	0,51	0,57	78	278	2,32	2,3	0,23	0,20	0,17	0,18	4,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
115		2268,8	2269,8	0,9	-2279,2	-2280,1	214	0,69	0,78	92	269	2,34	2,4	0,23	0,18	0,14	0,28	1,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
116		2270,2	2271,7	1,5	-2280,6	-2282,1	214	0,68	0,77	70	265	2,35	2,2	0,20	0,18	0,16	0,12	4,5	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
117		2275,5	2277,2	1,7	-2285,9	-2287,6	214	1,00	1,12	65	262	2,40	2,0	0,17	0,15	0,13	0,09	1,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
118		2285,1	2291,5	6,4	-2295,5	-2301,9	213	0,87	0,91	70	257	2,39	2,1	0,18	0,15	0,13	0,12	2,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
119		2359,4	2364,2	4,9	-2369,7	-2374,6	214	1,36	1,40	72	293	2,43	2,7	0,20	0,17	0,15	0,14	5,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
120		2394,6	2395,2	0,6	-2404,9	-2405,5	223	3,43	3,57	95	406	3,90	3,5	0,25	0,24	0,19	0,31	8,9	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
121		2396,7	2397,6	0,9	-2407,1	-2408,0	221	2,54	2,62	85	457	3,62	3,7	0,21	0,22	0,18	0,23	6,0	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
122		2398,1	2398,8	0,8	-2408,4	-2409,2	219	3,00	3,44	77	370	3,07	3,5	0,15	0,16	0,14	0,17	1,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
123		2418,3	2419,6	1,2	-2428,7	-2429,9	215	1,46	1,56	78	253	2,45	2,9	0,21	0,15	0,12	0,18	1,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
124		2420,9	2422,5	1,5	-2431,3	-2432,8	213	1,14	1,20	79	260	2,43	2,9	0,22	0,16	0,14	0,18	2,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
125		2423,2	2424,3	1,1	-2433,6	-2434,6	215	1,89	2,18	79	255	2,51	2,9	0,22	0,15	0,12	0,18	2,4	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
126		2426,1	2428,4	2,3	-2436,5	-2438,8	214	1,60	1,79	79	257	3,34	3,1	0,21	0,16	0,13	0,18	2,7	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
127		2452,8	2453,7	0,9	-2463,1	-2464,1	219	2,20	2,28	93	257	2,51	3,2	0,22	0,17	0,13	0,30	1,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
128		2459,0	2460,7	1,7	-2469,4	-2471,1	218	2,79	2,92	91	248	2,55	3,3	0,23	0,17	0,13	0,28	2,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
129		2546,4	2547,1	0,8	-2556,7	-2557,5	213	1,40	1,47	86	269	2,41	3,3	0,22	0,18	0,14	0,24	5,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
130		2548,6	2551,1	2,4	-2559,0	-2561,4	214	1,50	1,54	91	257	3,14	2,9	0,22	0,15	0,11	0,28	0,8	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
131		2560,4	2561,0	0,6	-2570,7	-2571,3	212	1,61	2,02	85	237	2,47	3,2	0,16	0,11	0,07	0,23	0,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
132		2567,2	2568,3	1,1	-2577,6	-2578,7	213	1,68	2,05	76	238	2,48	2,9	0,16	0,12	0,09	0,16	0,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
133		2572,4	2575,5	3,1	-2582,8	-2585,8	213	1,54	1,63	79	243	2,45	2,9	0,19	0,12	0,10	0,18	0,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
134		2580,3	2583,4	3,1	-2590,7	-2593,8	212	2,16	2,24	78	233	2,48	3,2	0,17	0,10	0,08	0,17	0,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
135		2585,2	2586,4	1,2	-2595,6	-2596,8	215	2,03	2,36	69	234	2,47	3,1	0,17	0,11	0,09	0,12	0,6	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
136		2589,0	2592,4	3,4	-2599,4	-2602,7	211	2,42	2,49	78	235	2,48	3,0	0,16	0,11	0,08	0,17	0,3	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
137		2597,1	2601,1	4,0	-2607,5	-2611,4	214	2,47	2,58	74	231	2,47	3,0	0,16	0,10	0,08	0,14	0,2	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
138		2612,5	2614,9	2,4	-2622,9	-2625,3	215	2,93	3,36	78	228	2,52	3,0	0,16	0,09	0,07	0,17	0,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
139		2616,3	2622,6	6,3	-2626,7	-2632,9	214	2,91	3,08	77	225	2,50	3,1	0,14	0,09	0,06	0,16	0,1	1,00	0,00	вода	Водонасыщенный коллектор
140		2658,8	2667,2	8,4	-2669,2	-2677,6	216	28,5	21,27	71	219	2,88	3,2	0,15	0,07	0,05	0,13	0,5	0,29	0,71	нефть	Нефтенасыщенный коллектор
141		2668,1	2668,9	0,8	-2678,5	-2679,2	219	22,76	23,56	69	217	3,78	2,8	0,14	0,07	0,05	0,11	0,3	0,33	0,67	нефть	Нефтенасыщенный коллектор
142		2671,5	2674,4	2,9	-2681,8	-2684,7	219	7,31	5,81	87	214	2,59	3,4	0,14	0,10	0,06	0,24	0,3	0,55	0,45	вода+нефть	Слабонефтенасыщенный коллектор
143		2675,0	2675,7	0,8	-2685,3	-2686,1	219	7,82	5,29	87	219	2,62	3,4	0,13	0,10	0,06	0,24	0,2	0,52	0,48	вода+нефть	Слабонефтенасыщенный коллектор
144		2676,2	2677,4	1,2	-2686,6	-2687,8	219	9,58	5,98	94	220	2,59	3,7	0,15	0,10	0,05	0,31	0,1	0,56	0,44	вода+нефть	Слабонефтенасыщенный коллектор

Таблица 3.3.3

Результаты интерпретации данных ГИС по скв. КМ-1 площадь Кокмай

№п/п	кровля	подошва	Н м	БК Омм	КС Омм	ГК мкР/ч	АК мкс/м	Кп по НГК	Кп по АК дол.ед	Кп по ГГКп	Кгл дол.ед	Кп общ	Кп эфф	Кнг дол.ед	Характер насыщения
1	1674.0	1678.2	4.2	2.3	3.4	11.5	300.2	0.28	0.28	0.27	0.90	0.28	0.00	0.00	Глинистый
2	1678.2	1681.9	3.7	1.8	2.0	6.3	301.2	0.28	0.28	0.25	0.15	0.27	0.20	0.52	Слабонефтенасыщенный
3	1681.9	1687.2	5.3	1.3	1.6	9.9	314.6	0.30	0.29	0.28	0.99	0.29	0.00	0.00	Глинистый
4	1687.2	1689.3	2.1	1.3	1.3	9.7	270.0	0.24	0.25	0.24	0.13	0.25	0.00	0.00	Уплотненный
5	1689.3	1695.7	6.4	1.9	2.9	5.0	274.0	0.25	0.26	0.28	0.07	0.26	0.20	0.51	Слабонефтенасыщенный
6	1695.7	1705.0	9.3	1.6	2.5	6.8	297.6	0.30	0.29	0.26	0.51	0.28	0.00	0.00	Глинистый
7	1705.0	1706.5	1.5	2.1	3.6	5.9	276.2	0.26	0.26	0.27	0.22	0.26	0.18	0.47	слабонефтенасыщен.заглинизированный
8	1706.5	1708.0	1.5	2.0	3.7	4.8	275.5	0.26	0.26	0.26	0.04	0.26	0.21	0.56	Слабонефтенасыщенный
9	1708.0	1710.1	2.1	1.9	4.0	5.0	260.8	0.24	0.25	0.28	0.05	0.25	0.19	0.51	слабонефтенасыщен.уплотненный
10	1710.1	1711.9	1.8	2.3	4.8	5.9	271.1	0.26	0.25	0.25	0.24	0.25	0.16	0.41	слабонефтенасыщен.заглинизированный
11	1711.9	1719.7	6.8	2.4	3.9	5.5	281.5	0.27	0.26	0.25	0.15	0.26	0.20	0.52	слабонефтенасыщен
12	1719.7	1722.0	2.3	1.4	1.2	6.9	255.9	0.21	0.23	0.25	0.66	0.20	0.00	0.00	Уплотненная глина
13	1722.0	1731.0	9.0	1.1	1.2	8.3	287.1	0.28	0.22	0.25	0.99	0.27	0.00	0.00	Глинистый

Таблица 3.3.4

Результаты интерпретации данных ГИС по скв. КМ-3 площадь Кокмай

№п/п	Кровля	Подошва	Нм	БК Омм	ГК мкР/ч	НГК усл. ед	АК мкс/м	Кп по НГК д.е	Кгл д.е	Кп по АК д.е	Кп д. ед	Кпэф д. ед	Кнг д. ед	Характер насыщения
1	1763.5	1766.1	2.6	2.57	7.47	1.64	319.21	0.26	0.24	0.28	0.28	0.16	0.42	Слабонефтенасыщенный
2	1774.0	1774.9	0.9	2.09	6.46	1.99	275.10	0.20	0.09	0.20	0.20	0.14	0.24	Слабонефтенасыщенный
3	1776.2	1780.7	4.5	2.65	5.71	1.99	279.05	0.20	0.02	0.20	0.20	0.15	0.35	Слабонефтенасыщенный
4	1780.7	1788.9	8.2	2.76	10.00	1.95	277.45	0.20	0.48	0.20	0.20	0.00	0.00	Глина
5	1788.9	1790.6	1.7	2.66	7.00	1.96	280.64	0.20	0.16	0.21	0.20	0.16	0.32	Слабонефтенасыщенный
6	1790.6	1792.2	1.7	3.72	6.37	2.18	255.21	0.16	0.08	0.14	0.15	0.00	0.00	Уплотненный песчаник
7	1792.2	1794.2	2.0	2.23	6.23	1.91	274.06	0.21	0.07	0.21	0.21	0.17	0.36	Слабонефтенасыщенный
8	1794.2	1795.8	1.6	3.80	7.45	2.12	261.23	0.16	0.23	0.15	0.15	0.00	0.00	Уплотненный песчаник
9	1795.8	1802.8	7.0	3.36	6.88	1.81	294.35	0.24	0.15	0.24	0.24	0.20	0.42	Слабонефтенасыщенный
10	2253.7	2254.8	1.1	2.46	10.14	1.92	286.16	0.20	0.19	0.22	0.21	0.15	0.21	Слабонефтенасыщенный
11	2254.8	2257.1	2.3	2.15	11.39	1.89	258.39	0.22	0.48	0.15	0.16	0.00	0.00	Глина
12	2257.1	2259.2	2.1	2.55	10.73	1.84	316.81	0.24	0.29	0.28	0.26	0.15	0.32	Слабонефтенасыщенный
13	2275.9	2277.8	1.9	2.63	10.40	1.85	276.08	0.24	0.23	0.21	0.22	0.13	0.25	Слабонефтенасыщенный

Таблица 3.3.5

Результаты интерпретации материалов ГИС по скважине КМ-5 площадь Кокмай (1300-2302м)

№№ пластов	Кровля	Подшва	Мощность	KB (CLDC)	БК дальн.зонд (BDL)	ИК (дальний зонд)	БМК (MRRS)	ГК (GRGM)	PDPE (фотоэлектрически)	ГГК (DEN)	АК (DTP)	КПнк (NPOR)	Кггк (PHIT DEN)	Кпак (PHIT SON)	Клобщ (PHIT)	Кгэф (PHIE)	КТЛ (VSH)	КНГ (SOIL)	Характер насыщения
	м	м	м	мм	Омм	Омм	Омм	мкр/ч	В/Е	г/см3	мкс/м	%	%	%	%	%	%	%	
1	1350.6	1352.6	2.0	221	0.35	0.24	0.51	83.9	2.57	2.16	388	31.6	29.7	38.7	31.9	20.9	25.7	0.0	вода
2	1363.4	1378.1	14.7	229	0.31	0.31	0.42	75.5	2.61	2.13	365	33.7	32.0	34.6	32.1	27.0	15.5	0.0	вода
3	1388.8	1391.1	2.3	217	0.26	0.29	0.42	87.3	2.67	2.14	368	36.0	30.7	35.3	35.2	21.4	27.0	0.0	вода, глинистый
4	1394.0	1399.3	5.3	225	0.29	0.24	0.38	83.6	2.53	2.11	367	35.8	33.2	35.2	34.3	26.9	20.6	0.0	вода
5	1404.0	1406.1	2.1	227	0.32	0.14	0.26	80.6	2.60	2.10	421	36.2	33.3	45.4	35.6	30.6	14.0	0.0	вода
6	1425.7	1428.5	2.8	230	0.52	0.36	0.59	92.7	2.68	2.21	339	33.7	26.7	30.2	28.8	18.7	30.1	0.0	вода, глинистый
7	1436.9	1443.0	6.1	217	0.26	0.19	0.32	82.8	2.55	2.14	339	35.7	30.7	30.2	32.1	22.9	14.9	0.0	вода
8	1447.0	1448.9	1.9	223	0.33	0.37	0.34	95.4	2.91	2.26	322	31.4	23.4	27.2	27.0	15.1	34.6	0.0	вода, глинистый
9	1480.3	1481.9	1.6	276	0.29	0.19	0.28	93.9	2.58	2.16	341	34.6	29.7	31.1	32.2	21.9	23.5	0.1	вода
10	1483.6	1486.5	2.9	213	0.32	0.21	0.77	95.8	2.57	2.17	310	31.5	29.3	25.0	29.5	22.7	18.1	0.0	вода
11	1501.0	1502.7	1.7	218	0.31	0.22	0.33	100.9	2.70	2.24	322	33.1	24.9	27.5	28.3	16.0	33.3	0.0	вода, глинистый
12	1512.3	1513.9	1.6	214	0.30	0.28	0.32	85.1	2.44	2.14	334	36.8	31.2	30.0	32.1	26.8	11.0	0.0	вода
13	1534.3	1539.9	5.6	215	0.61	0.72	0.84	101.2	2.84	2.30	314	29.7	21.3	26.3	25.7	11.8	34.8	0.0	вода, глинистый
14	1569.0	1570.4	1.4	241	0.70	0.56	0.99	62.0	3.29	2.32	304	26.5	20.1	24.6	27.1	14.4	29.0	0.0	вода, глинистый
15	1581.8	1589.5	7.7	213	0.35	0.32	0.36	50.0	2.71	2.25	283	32.2	24.7	20.4	25.5	18.2	18.4	0.0	вода
16	1710.7	1714.8	4.1	219	3.59	3.81	4.01	79.0	3.78	2.40	292	30.6	15.5	23.1	22.7	13.1	19-21	34-49	Неясно, вероятно слабопроницаемый с присутствием УВ
17	1732.8	1738.9	6.1	212	0.43	0.36	0.49	73.9	2.93	2.31	292	27.7	20.6	23.3	23.9	17.8	17.7	0.0	вода
18	1740.2	1741.7	1.5	212	0.56	0.36	0.49	95.5	2.61	2.28	301	28.3	23.7	25.2	25.5	18.6	23.7	0.0	вода
19	1776.9	1777.8	0.9	214	0.62	0.39	0.72	105.0	2.66	2.29	298	30.1	22.8	24.8	26.0	12.8	39.3	0.0	вода, сильно глинистый
20	1782.6	1783.6	1.0	212	0.62	0.43	0.64	99.0	2.68	2.31	297	29.9	21.5	24.7	25.5	13.9	33.6	0.0	вода, глинистый

№№ пластов	Кровля	Подосва	Мощность	KB (CLDC)	БК дальн.зонд (DDL)	ИК (дальний зонд) (R85T)	БМК (MRRS)	ГК (GRGM)	РДРЕ (фотоэлектрический фактор)	ГГК (DEN)	АК (DTP)	КПнк (NPOR) (водородосодержание)	Кпгк (PHIT_DEN)	Кпак (PHIT_SON)	Кпобц (PHIT)	Ктэф (PHIE)	КТЛ (VSH)	КНГ (SOIL)	Характер насыщения
	м	м	м	мм	Омм	Омм	Омм	мкр/ч	В/Е	г/см3	мкс/м	%	%	%	%	%	%	%	
21	1789.8	1791.0	1.2	215	0.53	0.34	0.51	87.0	2.76	2.25	300	29.4	24.1	25.4	26.6	19.2	20.7	0.0	вода
22	1794.6	1797.1	2.5	213	0.54	0.33	0.58	100.6	2.58	2.27	296	31.2	23.9	24.6	25.6	14.6	34.1	2.2	вода, глинистый
23	1813.6	1815.0	1.4	212	0.52	0.32	0.49	89.1	2.48	2.24	299	29.5	24.7	25.4	27.3	18.7	25.2	0.0	вода
24	1823.4	1826.7	3.3	213	0.59	0.37	0.55	89.8	2.54	2.29	294	30.6	22.2	24.3	25.7	16.1	25.1	0.0	вода
25	1831.2	1832.4	1.2	213	0.43	0.27	0.42	94.9	2.47	2.27	296	28.3	22.9	24.9	25.2	17.3	23.8	0.0	вода
26	1843.8	1855.7	11.9	213	0.88	0.62	0.97	91.0	2.51	2.30	293	30.0	23.1	24.3	25.6	16.6	26.8	19.9	вода, глинистый
27	1856.8	1859.1	2.3	212	0.38	0.33	0.42	87.5	2.41	2.21	296	28.5	26.9	25.1	26.1	21.8	17.7	0.0	вода
28	1866.4	1869.1	2.7	212	0.35	0.20	0.36	78.5	2.32	2.20	304	28.8	27.2	26.9	28.1	24.8	9.0	0.0	вода
29	1884.1	1886.7	2.6	212	0.87	0.64	1.09	106.1	2.70	2.36	284	28.6	18.2	22.6	23.1	9.9	40.7	0.0	вода, сильно глинистый
30	1888.1	1891.2	3.1	212	0.81	0.59	0.92	99.4	2.66	2.32	285	30.0	20.3	22.9	24.4	12.8	30.5	0.0	вода, глинистый
31	1898.6	1900.1	1.5	214	1.01	0.76	1.16	106.4	2.89	2.37	287	30.5	16.9	23.4	23.4	8.3	47.8	0.0	вода, сильно глинистый
32	1901.5	1902.5	1.0	212	0.95	0.73	0.97	98.4	2.86	2.36	279	27.7	17.5	21.8	22.3	9.8	39.7	0.0	вода, сильно глинистый
33	1905.3	1906.2	0.9	211	0.74	0.52	0.70	83.6	2.20	2.34	280	24.8	18.8	21.9	21.8	14.5	22.6	0.0	вода
34	1915.9	1916.7	0.8	212	0.57	0.39	0.62	90.2	2.41	2.29	281	27.7	21.6	22.3	24.0	14.7	26.9	0.0	вода, глинистый
35	1921.0	1925.9	4.9	212	0.78	0.58	0.89	104.6	2.53	2.33	282	28.0	19.6	22.6	23.4	11.2	35.5	0.2	вода, сильно глинистый
36	1933.3	1934.7	1.4	212	0.64	0.45	0.67	101.3	2.52	2.33	283	27.9	21.1	22.8	23.9	12.7	33.6	0.0	вода, глинистый
37	1943.9	1945.8	1.9	211	0.39	0.43	0.43	92.3	2.31	2.20	306	29.7	27.7	28.1	27.7	21.5	17.3	4.9	вода
38	1950.9	1953.6	2.7	212	0.78	0.58	0.96	111.1	2.71	2.31	289	29.6	20.7	24.3	24.7	11.4	38.3	0.0	вода, сильно глинистый
39	1960.1	1962.8	2.7	214	0.55	0.80	0.57	112.7	2.65	2.35	297	30.6	18.2	26.2	25.0	10.8	41.8	0.0	вода, сильно глинистый
40	1969.2	1972.0	2.8	212	0.91	0.71	1.04	107.5	2.95	2.36	284	28.4	18.4	23.2	23.0	9.1	45.9	0.0	вода, сильно глинистый
41	1973.4	1974.9	1.5	212	0.63	0.49	0.68	97.8	3.06	2.30	297	31.2	21.4	26.3	26.3	16.3	33.0	0.0	вода, глинистый
42	1975.7	1978.3	2.6	214	0.90	0.78	1.14	104.7	3.01	2.35	286	28.7	18.0	23.9	23.2	10.4	39.0	0.0	вода, сильно глинистый
43	1979.6	1981.1	1.5	213	0.80	0.72	0.79	103.6	2.67	2.32	276	27.1	19.8	21.7	23.1	12.2	36.7	0.0	вода, сильно глинистый
44	1982.0	1986.8	4.8	212	0.57	0.49	0.69	99.1	2.86	2.31	289	28.7	20.8	24.6	24.5	14.4	29.1	0.9	вода, глинистый
45	1991.0	2016.0	25.0	212	0.47	0.44	0.57	83.7	2.53	2.28	285	27.5	22.8	23.8	24.7	18.6	13.5	0.0	вода

№№ пластов	Кровля	Подшва	Мощность	KB (CLDC)	БК дальн.зонд (DDLl)	ИК (дальный зонд) (R85Г)	БМК (MRRS)	ГК (GRGM)	PDPE (фотоэлектрический фактор)	ГГК (DEN)	АК (DTP)	КПник (NPOR) (водородосодержание)	Кпггк (PHIT_DEN)	Кпак (PHIT_SON)	Кпобш (PHIT)	Кпэф (PHIE)	КГЛ (VSH)	КНГ (SOIL)	Характер насыщения
	м	м	м	мм	Омм	Омм	Омм	мкр/ч	В/Е	г/см3	мкс/м	%	%	%	%	%	%	%	
46	2021.7	2025.3	3.6	211	0.50	0.36	0.49	87.9	2.58	2.29	286	28.1	22.0	24.1	24.9	18.5	21.8	0.0	вода
47	2027.9	2029.0	1.1	211	0.75	0.59	0.77	108.2	2.73	2.34	282	28.0	19.1	23.2	23.5	11.3	41.0	0.0	вода, сильно глинистый
48	2035.9	2037.2	1.3	213	0.89	0.65	1.46	112.1	2.64	2.30	280	28.6	21.2	22.9	23.9	10.5	45.5	0.0	вода, сильно глинистый
49	2063.2	2087.8	24.6	213	0.42	0.38	0.49	89.2	2.55	2.28	284	28.7	23.7	24.1	25.3	18.5	18.4	0.0	вода
50	2089.9	2095.8	5.9	213	0.59	0.47	0.64	89.7	2.68	2.30	273	29.6	21.1	21.7	23.9	16.4	28.4	0.0	вода, глинистый
51	2100.4	2111.5	11.1	212	0.56	0.51	0.58	85.7	2.60	2.30	275	28.1	22.0	22.2	23.9	17.1	23.8	0.0	вода
52	2112.7	2119.4	6.7	210	0.54	0.51	0.60	85.1	2.65	2.33	274	27.4	21.0	22.1	23.4	16.8	19.1	0.0	вода
53	2141.1	2151.5	10.4	212	0.46	0.38	0.53	82.1	2.53	2.29	282	27.3	22.1	24.2	24.4	18.5	15.6	0.0	вода
54	2153.3	2170.9	17.6	209	0.40	0.37	0.58	73.1	2.55	2.27	279	26.9	23.2	23.7	25.0	20.9	9.9	0.0	вода
55	2179.2	2180.9	1.7	213	0.43	0.32	0.49	87.1	2.50	2.28	279	24.6	22.3	23.9	24.2	17.7	23.6	0.0	вода
56	2186.2	2204.0	17.8	210	0.39	0.34	0.46	58.3	2.34	2.29	276	25.8	22.6	23.2	23.9	20.2	8.5	0.0	вода
57	2218.5	2229.8	11.3	211	0.88	0.79	0.77	78.1	2.36	2.37	264	22.4	17.8	20.5	20.0	12.9	27.1	0.0	вода, глинистый
58	2231.3	2259.4	28.1	211	0.38	0.39	0.47	70.1	2.33	2.29	277	25.8	22.4	23.8	24.0	18.9	13.5	0.0	вода
59	2260.2	2310.0	49.8	209	0.28	0.28	0.33	54.1	2.27	2.26	284	26.6	25.1	25.9	25.7	23.2	8.9	0.0	вода

3.4 Лабораторные исследования

В 2016 году на месторождении Аккудук был отобран керн из скв.Аккудук 20.

Таблица 3.4.1

Освещенность керном разреза скважины Аккудук 20

Отложения	Интервал отбора керна, м		Проходка колонковым долотом, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Количество исследованных образцов
	верх	низ				
J ₂	1740,0	1749,0	9,0	9,0	100	9
J ₂	1749,00	1767,00	18	17,08	94,8	17
J ₂	1771,00	1780,00	9,0	9,0	100	9
J ₁	2253,00	2262,00	9,0	9,0	100	9
T	2324,00	2342,00	18,0	18,0	100	18
T	2360,20	2368,92	8,72	6,72	77,06	7
T	2368,92	2378,00	9,08	4,0	44,05	5
T	2400,00	2413,00	13,0	11,0	84,6	11
T	2413,00	2418,00	5,0	5,0	100	5
T	2430,00	2441,60	11,6	6,0	51,7	6
T	2441,60	2448,00	6,4	6,4	100	7
T	2460,00	2469,00	9,0	9,0	100	9
T	2673,46	2683,00	9,54	9,54	100	10
T- P _{1k}	2683	2692,3	9,3	9,3	100	10
P _{1k}	2717	2723	6	6	100	6
Всего			150,64	135,04	89,6	138

Интервалы 1740 -1749 м ,1749-1767 м, 1771 - 1780 м , 2673.46 – 2683 м представлены глиной, алевролитом, песчаником. Прямые признаки УВ в интервалах 2673,5-2674 м, 2674-2675м, 2676-2677 м, 2677-2678 м, 2678-2679 м, 2679 -2680 м, 2680-2681 м .

Интервалы 2253 – 2262м, 2411-2418 м представлены песчаником. Песчаник светло-серый, желтовато-серый, крупнозернистый, крупно-среднезернистый, однородный, кварцево-полевошпатовый, некарбонатный, разнонаправленно слоистый, крепкосцементированный с включениями углефицированных растительных остатков, и примесью чешуйчатых слюд.

Интервалы 2374-2375 м, 2375-2376 м ,2376-2377 м, 2377-2378 м , 2378-2379 м, 2402-2403 м, 2403-2404 м, 2404-2405м, 2405-2406 м , 2406-2407 м, 2407-2408м, 2408-2409м, 2435,60-2441,60 , 2441,60-2448 представлены глиной. Глина красно-коричневого цвета, пелитовая, участками

алевритистая, неравномерно карбонатная, слоистая. Порода переслаивается прерывистыми слоями и пятнами глины светло-зеленой, слабо карбонатной, плотной, участками с примесью светлых песчанистых материалов. Повсеместно встречаются следы ракушечных обломков в виде пятен.

Интервал 2460,00 – 2469,00 м представлен прослоем песчаника красно-коричневого, участками светло-зеленого с горизонтально расположенными слоями глины коричневой с текстурой намыва глины зеленой. Песчаник красно-коричневый, мелкозернистый, кварцево-полевошпатовый, слоистый, крепко сцементированный, с включениями углефицированных растительных остатков. Цемент карбонатно-глинистый. Также в песчанике наблюдаются глинистые материалы, расположенные в виде тонких линз.

Интервал 2683,00-2686,00 м представлен брекчиями. Брекчия известково-глинистого состава. Цементом служат зеленые алевролитовые и глинистые материалы.

Интервал 2686,00-2692,30 м сложен ангидритами. Ангидрит светло-серый, серый, трещиноватый. Трещины мелкие, субгоризонтальные.

Интервалы 2717-2718 м, 2718-2719 м, 2719-2720 м, 2720-2721 м, 2721-2722 м представлены галитом. Галит прозрачный полупрозрачный, полнокристаллический, от слабо крепких до средне крепких, массивный, стеклянный блеск.

В процессе бурения скв. **КМ- 1, КМ- 2, КМ-3, КМ-4, КМ-5** нефтегазопроявлений не наблюдалось и керн не отбирался.

В поднятых образцах шлама из скв. **КМ -2** (инт. 520-2600 м), **КМ-3** (инт. 160-2556 м), **КМ-4** (инт. 1060-2595 м), **КМ-5** (инт. 98-2300м) признаки нефти не отмечены.

В скв Алакоз 2 было отобрано 17 образцов керна (инт. 690-717м, 1104-1120м, 1300-1325м, 1481-1500м, 1570-1597 м, 1890-1900м, 2000-2010м, 2220-2225м). В образцах керна признаки углеводородов отсутствуют.

Инт. 690-717м, 1104-1120м, 1481-1500м, 1570-1597 м, 1870-1900м представлены серыми глинами и песчаниками. Отобранный керн из инт. 2000-2010м представлен плотной глиной, 2220 -2225м солью.

В скв Алакоз 3 было отобрано 10 образцов керна из интервалов: 1000-1010м, 1090-1100м, 1165-1175м, 1260-1270м, 1400-1410м, 1465-1475м, 1540-1550м, 1650-1660м, 1890-1900м, 2100-2110м. Образцы представлены глинами серыми, плотными и песчаниками.

Из интервала 775-785 м отобраны образцы боковым грунтоносом, представленные песчаниками и алевролитами. В образцах керна признаки углеводородов отсутствуют.

По данным образцов пород, отобранных колонковым буром и боковыми грунтоносами из скв. **Каракыз 1** подняты глина зеленовато- серая, мергелеподобная, песчаник с известковистым цементом, с кварцевыми гальками с примесью глин.

В скважине **Каракыз 1** по литолого- минералогическому исследованию было изучено 12 образцов из инт. 1522-2510м. В инт. 1522-

1526 м, 1590-1600м, 1650-1660м отложения верхней юры представлены глинами, известняками. Известняк серый, глинистый а глина серая, алевролитистая, карбонатная, плотная. В инт. 1813-1820м, 1873-1880м, 1933-1939м, 1991-1997м, 2043-2049м песчаник серый, мелкозернистый, среднезернистый, алевро-глинистый, слоистый. Алевролит серый, сильно глинистый, слоистый, в верхней части разреза глина серая, алевролитистая, слоистая. В инт. 2269-2275м вскрыты песчаник серый, разномзернистый, глинистый. В инт.2440-2450м, 2500-2510м , глина коричневая, алевролитовая, прожилками ангидрита. В образцах пород признаки нефти и газа не встречены.

В скв. **Каракыз 1** определен микрофаунистический анализ 6 образцов. В инт. 1522-1526м , 1813-1820м , 1873-1880м, 1933-1939м, 1991-1997 м микрофауны не встречены. В инт. 1650-1660 м представлены микрофауны *Haplophragmium elongatum* Dain, *Lenticulina aquilonica* Mjatluk , *Citharina raricostata* Furssenko, *Lenticulina kasan zevi*.

Методом спорово-пыльцевого анализа проанализировано девять образцов. Три образцов из инт. 1522-1526 м, 1933-1939м, 2269-2275 м не содержали растительных остатков.

Результаты палинологического анализа скв Каракыз 1

№№ пп	Площадь	Скв.	Интервалы, м	Миоспоры, акритархи и др. микрофоссилии	Геол. разрез
1	2	3	4	5	6
1.	Каракыз	1	1590-1600	Classopolis sp. , Lycopodium subratundum к.-м, Selaginella speciosa kram. , Selaginella elegans kras n ,Selaginella sp, Selaginella tenuispinulosa kras n7	J3.
2.	Каракыз	1	1650-1660		
3.	Каракыз	1	1813-1820м	Pinaceae. Lycopodium sp., Osmunda sp., Tripartina variabilis mal., Klukispo. Fites., coniopteris sp., Chomofriletes aff. anagrammensas k.m. Osmunda bulbosa typical pros	J2(бат).
4.	Каракыз	1	1873-1880 м		
5.	Каракыз	1	1991-1997м	Lycopodium subratundum к.-м . Coniopteris sp.. selaginella sp cibotuem juneetuem	J2 (байос)
6.	Каракыз	1	2043-2049 м		

В скважине **Каракыз 5** был отобран керн из инт. 1730-2790м(14 образцов). По керновым данным разрез представлен песчано – глинистыми породами: глинами, песчаниками, песками, аргиллитами. Глины зеленовато – и темно- серые, плотные, слюдистые , аргиллитоподобные. Песчаники серые, зеленовато-серые, крепкоцементированные, в верхней части разреза известковистые. Песок светлосерый, среднезернистый и известковистый. Аргиллиты темно - серые, плотные, слюдистые. В инт.2779-2789 м вскрыты светло - серый, плотный ангидрит и белая кристаллическая соль.

Методом спорово-пыльцевого анализа проанализировано 10 образцов из инт. 1731-2610м. Два образца из инт. 1777-1787 м, 1889-1909м не содержали растительных остатков.

Результаты палинологического анализа скв Каракыз 5

№№ пп	Площадь	Скв.	Интервалы, м	Миоспоры, акритархи и др. микрофоссилии	Геол. разрез
1	2	3	4	5	6
1.	Каракыз	5	1777-1787	Lygodium subsimplex B, Pelleturia terfa к м., Matania sp, Podozamites sp., Taxodiaceae B, Cupressaceae, Pinus sp., Picea sp, Podocarpus sp., Classopollie	K1
2.	Каракыз	5	1889-1909		
3.	Каракыз	5	2000-2009	Coniopteris sp, Lycopodium subrotundum K.-M., Selaginella sp., podozamites cupressaceae- Taxodiaceae picea, pinus sp, Classopollie sp	J2(бат).
4.	Каракыз	5	2060-2066		
5.	Каракыз	5	2128-2135		
6.	Каракыз	5	2200-2207	Selaginella sp, Lycopodium subrotundum K.-M., Pinaceae. Podocarpaceae.	J2(байо с)
7.	Каракыз	5	2401-2411	Coniopteris sp, Selaginella sp, Pinus sp, Picea sp, Podocarpus sp,	J2
8.	Каракыз	5	2600-2610		

В скважине **Несилбай 1** из инт. 1605-1612м, 1602-1625м, 1801-1811м, 1950-1960м, 5040-2050 м, 2140-2150 м, 2209-2216м, 2276-2283 м, 2468-2474м, 2509-2516 м, 2560-2567 м, 2620-2628 м, 2678-2685 м, 2703-2709м, 2742-2752 м был отобран керн. В инт. 1605-1312 м, 1602-1625м глина серая, плотная, алевролитистая, слабослюдистая, известковистая; мергель серый, плотный, с тонкими прослойками темно-серый аргиллитоподобный глины. Инт. 1801-1811м, 1950-1960м, 2040-2050м, 2140-2150м, 2209-2216м, 2276-2283м, 2468-2474 м, 2509-2516м, 2560-2567м, 2620-2628м, 2678-268 м представлены чередованием песчаников и глин. Песчаник серый, темно - серый, коричневый, зеленовато - серый, мелкозернистый, среднезернистый, полимиктовый, известковистый, плотный. Глина темно-серая, шоколадно - коричневая, плотная, известковистая, слюдистая. В инт. 2703-2709м, 2742-2752 м вскрыт темно-серый, плотный, массивный ангидрит. В отобранных образцах пород колонковым буром и боковыми грунтоносами признаки нефти и газа не встречены.

В скважине **Несилбай 3** из инт. 1585-1593м, 1593-1600м, 1850-1860м, 1920-1926 м, 1951-1961м, 2020-2025м, 2060-2066м, 2120-2128м, 2250-2260м, 2300-2306м, 2360-2365м, 2470-2480м, 2525-2535м, 2580-2587 м, 2722-2730м, 2772-2780м, 2882-2837м, 2890-2900м, 2931-2938м, 2996-3002м был отобран керн. Разрез скважины **Несилбай 3** представлен терригенным комплексом пород- тонким переслаиванием глины и песчаника. Глина серая, темно-серая, плотная, с раковистым изломом, песчанистая. Песчаник мелкозернистый, известковистый, с пропластками глины без признаков нефти и газа.

В отобранных образцах пород признаков нефти и газа не обнаружено.

В скважине **П-1** было отобрано 38 образцов керна. Разрез скважины в инт. 1377-1382м, 1530-1540м, 1630-1635м, 1707-1715м, 1807-1815м, 1885-1890м, 2190-2200м, 2416-2422м, 2603-2607м, 2692-2697м, 2796-2801 м, 3017-3022м представлен преимущественно песчано-глинистыми породами. Глина серая, темно-серая, коричневая, песчанистая, плотная, слюдистая. Песчаник серый, коричневый, тонкозернистый, глинистый, среднецементированный.

Подсолевая часть разреза скважины (инт. 3202-3203м, 3250-3254 м, 3322-3334 м, 3353-3358 м, 3453-3460м, 3524-3530м, 3599-3606м, 3654-3660м, 3717-3721м, 3758-3564м, 3809-3816м, 3871-3877м, 3964-3968м, 4003-4007м, 4084-4091м, 4194-4158м, 4137-4242м, 4348-4351м, 4400-4404м, 4462-4465м, 4548-4551м, 4612-4615м, 4649-4659м, 4701-4706м, 4750-4754м) представлена сложным литологическим составом: конгломератами, песчаникам на карбонатном цементе, и аргиллитами. Аргиллит темно-серый, крепкий, слюдистый, известковистый.

Изучено люминесцентно-битуминологическим анализом 20 образцов. Обогащенные битумоидами аргиллиты находятся в интервале 3250-3254м. Общее содержание битумоидов составляет 1,02 %. В интервале 3405-3660м общее содержание битумоидов 0,09-0,24%. Битумоиды очень однотипны и содержат смол. Относятся к группе смолистых спирто-бензольной фракции битумоидов.

Интервал 1377-2422м представлен чередованием карбонатных пород, глин, песчаников. По характеру битуминозности эта часть отложений выделяется присутствием вторичных битумоидов. Общее содержание битумоидов в среднем 0,005-0,18%. Растворы хлороформенных битумоидов люминесцируют яркими голубыми тонами. Цвета люминесценции капиллярных вытяжек голубовато-белые, светложелтые, беловато-желтые. Хлороформенные битумоиды богаты лёгкими маслами, смолами и относятся к маслянисто-смолистой группе. Масла содержат метано – нефтяные фракции.

Разрез скважины АКК-2 охарактеризован керном из инт: 2535-2542м, 2935-2937м, 3008-3012м, 3246-3251 м, 3350-3354 м, 3400-3404м, 3550-3555м, 3597-3601м, 3692-3698м. Керна представлен преимущественно песчано-глинистыми породами. Инт. 3008-3012м, 3246-3251м, 3350-3354м, 3400-3404м представлен алевритом. Аргиллит темно-серого цвета, почти черный, плотный, тонкослоистый. Инт. 3550-3555м, 3597-3601 м, 3692-3698 м представлены песчаником и глиной.

В отобранных образцах керна признаки нефти и газа не отмечены.

В скважине Аккудук 2 изучены люминесцентно-битуминологическим анализом 4 образца из инт. 3400-3404м, 3550-3555м, 3597-3601м, 3692-3698м.

Методом спорово - пылевого анализа проанализировано 7 образцов (2935-2937м, 3008-3012 м, 3246-3251 м, 3350-3354м, 3400-3404м, 3550-3550 м, 3597-3601 м).

В скв Аккудук 3 по результатам литолого – минералогического исследования породы из интервалов 3357-3399 м представлены глинами. Глина темно – серая, плотная, алевролитистая, карбонатная.

Методом спорово-пыльцевого анализа проанализировано 3 образца (3357-3359 м, 3398-3399 м, 3460-3463 м).

4. Геологическое строение площади

4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез

Особенности геодинамического развития региона предопределили развитие на изучаемой территории нескольких литолого-фациальных зон: Южно-Эмбинской, внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна (Тортайской и Биикжальской), Кашаган-Тенгизской, строение которых характеризуется следующими лито-стратиграфическими комплексами, соответствующими этапам геологического развития региона: среднефранско-нижнетурнейским, верхнетурнейско-нижневизейским, верхневизейско-башкирским, московско-верхнекаменноугольным, ассельско-сакмарским, артинским и верхнепермско-триасовым, юрско-меловым и неоген-палеогеновым.

В строении осадочного чехла изучаемого региона принимают участие породы различного генезиса и возраста от верхнего девона до четвертичных отложений включительно с характерными для каждого района особенностями.

Описанию осадочного комплекса рассматриваемого региона были посвящены работы Абилхасимова Х.Б., Азербоева Н.А., Аккулова А.А., Багринцевой К.И., Воложа Ю.А., Воцалевского Э.С., Гибшман Н.Б., Днепров В.С., Жолтаева Г.Ж., Золотухиной Г.П., Куандыкова Б.М., Карцевой О.А., Кирюхина Л.Г., Кривоноса В.Н., Леоновой Е.Г., Липатовой В.В., Пилифосова В.М., Пронина А.Г., Салимгереева М.С., Туркова О.С. и др.

Среднефранско-нижнетурнейский лито-стратиграфический комплекс

На протяжении данного времени в пределах юго-восточной части Прикаспийского бассейна выделяются следующие литолого-фациальные зоны: Южно-Эмбинская, внутренняя часть юго-востока Прикаспия (Тортайская, Биикжальская) и Кашаган-Тенгизская.

Девонские отложения вскрыты в Южно-Эмбинской, Кашаган-Тенгизской зонах.

Наиболее древние отложения франского и фаменского ярусов верхнего девона вскрыты на площадях Жаназу (Г-10, Г-11), Северный Мынсуалмас (П-1). По данным В.С. Днепров они представлены темно-серыми аргиллитами, конгломератами мелкогалечными, хорошо окатанными, крепкими, с прослоями бурого глинистого известняка и мелкозернистого песчаника. Выше залегают конгломераты и гравелиты. Аргиллитоконгломератовая толща перекрывается известняково-аргиллитовой пачкой, которая сложена зеленовато-серыми, известковистыми аргиллитами с прослоями темно-бурых известняков, крепких, в разной степени доломитизированных.

По биостратиграфическим определениям в скважине К-3882 на месторождении Королевское, выполненным специалистами ОАО "Казахстанкаспийшельф" в интервале 5318-5500 м выделен франский ярус. Литологически разрез представлен чередованием прослоев грейнстоунов, пакстоунов, вакстоунов - мадстоунов, с преобладанием вакстоунов и пакстоунов, среди которых выделяются пеллетовые и биокластовые разности. Меньшим распространением пользуются комковато-сгустковые водорослевые отложения с кальцисферами и раковинками фораминифер. Породы перекристаллизованы.

Толщина франского яруса превышает 160 м.

Отложения фаменского яруса в литологическом отношении сходны с нижележащими образованиями франского яруса и представлены аргиллитами, известняками, с прослоями серых известковистых аргиллитов и доломитов. Выше залегает толща серых аргиллитов, с прослоями глинистых известняков, реже алевролитов и мелкозернистых песчаников. Завершает разрез фамена конгломератово-аргиллитовая толща, представленная темно-серыми аргиллитами с прослоями мелкогалечных конгломератов, гравелитов и грубозернистых песчаников.

Минеральный состав обломочных пород чаще всего представлен кварцем, полевыми шпатами, обломками кварцитов, глинисто-кремнистых пород, иногда встречаются обломки жильного кварца, доломитизированных известняков. В конгломератах встречены гальки окремненного и ожелезненного пеплового туфа, порфирита и андезита. Цемент-глинистый, иногда глинисто-карбонатный. Осадки описываемой зоны относятся к прибрежному мелководью.

В Кашаган-Тенгизской зоне наиболее древние верхнедевонские образования вскрыты на площадях Каратон (скв. П-1, 3, 5), Королевская (скв. 12, 13), Тенгиз (скв. 10, 17, 41 и др.), Актоты-2, Ансаган, 1.

На площади Каратон отложения верхнефаменского подъяруса представлены исключительно карбонатными породами – преимущественно известняками комковато-сгустковыми, биоморфно-детритовыми, слабо-глинистыми. Фауна - мелководная - остракоды, фораминиферы, членики морских лилий.

На площадях Тенгиз, Королевская и Ансаган фаменские отложения представлены известняками светлыми, комковато-сгустковыми, местами водорослевыми, интенсивно перекристаллизованными, содержащими немногочисленные раковинки однокамерных фораминифер, кальцисфер и водорослей. Вскрытая максимальная толщина верхнедевонских отложений составляет 616 м.

По сравнению с франскими отложениями, фаменские охарактеризованы керном большим числом скважин на месторождении Королевское (скважины К-12, К-14, К-15, К-3882).

В центральной, платформенной части массива фаменский разрез представлен сгустково-сферовыми, сгустково-комковатыми,

микрозернистыми, водорослевыми известняками, пеллетовыми, пелоидными пакстоунами с прослоями грейнстоунов, сложенных микритовыми зернами, на поверхности которых прослеживается наличие пленки битума.

Обильны споры водорослей - кальцисферы.

В скважинах К-12, К-14, К-15, расположенных в периферийной части массива, разрез представлен преимущественно пеллетовыми пакстоунами, вакстоунами. В меньшем количестве присутствуют грейнстоуны.

Основная масса пакстоунов, вакстоунов складывается однокамерными фораминиферами (сферами) и сгустками микрозернистого кальцита, которые участками интенсивно доломитизированы, вплоть до образования чистых доломитов.

Установлен характерный комплекс фораминифер: *Parathuramina* sp., *Archaeosphaera minima* Suleim., *Bisphaera* sp., *Vicinesphaera squalida* Antr., *Endothyra* sp., *Septaglomospiranella* cf. *nana* Reitl., *Septaglomospiranella* cf. *compressa* f. *recta* Lipina., *Quasiendothyra* ex gr. *konensis* Leben., *Quasiendothyra* sp., *Tournayella* (*Eotournayella*) ex gr. *media* Reitl., *Umbella* sp., *Foraminifera* indet., *Paracaligella antropovi* Lipina и др.

Вскрытая толщина девонских отложений на Королевском месторождении составляет 51,7-484,2 м.

На структуре Актоты в скважине 2 по керну из интервала 4793-4799,5 м отложения верхнего девона, представленные фаменским ярусом, залегают под 77м турнейской водоносной толщей, подстилающей газоконденсатную залежь 1 и 2 объектов.

В целом вскрытый девонский разрез представлен плотными, очень низкопоровыми, малопроницаемыми породами с ограниченным количеством органического ископаемого остатка, что предполагает о существовании в данное время от мелководной до очень мелководной обстановки осадконакопления с низким энергетическим уровнем, соответствующей, вероятно, лагунным условиям.

Как показывают результаты изучения керна, отобранного из интервала 4793-4799,5м основные выявленные литофации представлены крепкоцементированными пакстоунами с пелоидами и фенестрами, местами содержащие перекристаллизованные второстепенные грейнстоуны. Фаунистическое сообщество очень однообразно и представлено широко распространенными *Calcisphaeridae*, и *Parathuraminidae*, *Ostracoda*, *Menselina* sp., *Hyperamina* sp., известковыми водорослями, *Auroria* sp., *Auroria ferganensis*, *Auroria ferganensis crassa*, *Gastropoda*, *Crinoidea* и обломками *Mollusca*, *Bituberitina* sp., *Parathuramina papilaeformis*, *Parathuramina* cf. *cordata*, *Parathuramina* cf. *oldae*, *Parathuramina aperturata*, *Pachysphaerina* sp., *Semitextularia* sp., *Cribrosphaeroides* sp., *Quasiendothyra* sp., *Radiosphaera* sp., *Archaeosphaera magna*, *Subkamaena* sp. и *Eovolutina* sp. Сообщество является позднедевонским, позднефаменским по возрасту

Вскрытая максимальная толщина верхнедевонских отложений составляет 616м.

Осадки данной зоны относятся к морским мелководным.

Одновозрастные комплексы миофор из верхнедевонских отложений Южно - Эмбинской зоны изучены в скважине П-1 Северный Мынсуалмас (по данным ИГиРГИ). Литологически сходные пестроцветные глинисто-карбонатные породы верхнего девона отмечены в разрезах скважин 10, 11 площади Жанасу. Вскрытая толщина верхнедевонских отложений составляет 328 м.

Отложения нижнетурнейского яруса нижнего карбона вскрыты во всех зонах: Южно-Эмбинско-Торесайской, Биикжальской, Тортайской, Кашаган-Тенгизской.

В Южно-Эмбинской и Торесайской зонах наиболее древние слои турне вскрыты скв. Г-10, 11 Жанасу. Представлены они темно-серыми, слабокарбонатными или бескарбонатными аргиллитами с прослоями зеленовато-серых алевролитов и разномеристых песчаников. Толщина отложений - 128 м. В скважине Г-4 Торесай установлены породы смешанного состава, которые характеризуются неравномерным переслаиванием сероцветных алевроито-глинистых пород и песчаников. Толщина отложений турне составила 17 м.

В Тортайской и Биикжальской зонах отложения нижнетурнейского яруса вскрыты в скважинах П-1 Тортай, СГ-2 Биикжал, где толщина их колеблется от 261 до 284 м. Они представлены преимущественно темноцветными, известковистыми, иногда черными углистыми аргиллитами, тонко расслоенными сероцветными полимиктовыми алевролитами и песчаниками.

В Кашаган-Тенгизской зоне верхнедевонские известняки перекрыты нижнетурнейскими карбонатными образованиями. Они представлены известняками органогенными, органогенно-обломочными, детритово-микросгустковыми, встречен известковистый гравелит. В породах присутствуют мелкие остатки морских организмов, среди которых преобладают остатки иглокожих, раковинки фораминифер и желвачки багряных водорослей (*Parachectetes*). Толщина отложений колеблется в пределах 420- 450 м. На Актоты -2 интервал сложен перекристаллизованным биокластическим / интракластическим грейнстоуном и пелоидным / биокластическим грейнстоуном. Оолиты/окутанные зерна присутствуют в нижней части изученного интервала. В изученных образцах формы, закрепляющие возраст, не отмечены. Среди макрофоссилий распространены остатки *Crinoidea* и *Brachiopoda*; в исследованных образцах водорослевые компоненты отсутствуют. Фораминиферовый комплекс очень бедный и сложен *Eostaffellidae*, *Glomospira* spp., *E. gr. postmosquensis*, *E. postmosquensis acutiformis*, *Palaeotextulariidae* а также рассеянными *Bradyina* sp., *Archaediscidae*, *Mediocris breviscula* и *Biseriella parva*.

На всей территории юго-востока Прикаспийского бассейна, за исключением Кашаган-Тенгизской зоны, в среднефранско-раннетурнейское время шло накопление терригенных осадков вследствие обильного

поступления терригенного материала. Лишь в пределах Кашаган-Тенгизской зоны продолжались процессы формирования карбонатов, вызванные удаленностью источника сноса, приподнятым положением карбонатной платформы и её изолированностью от остальной территории юго-востока Прикаспия.

Литологический состав пород, текстурные особенности, разнообразный состав фауны, микрофлоры - все это свидетельствует о накоплении верхнедевонско- турнейских отложений в условиях мелководного теплого моря с беспокойным гидродинамическим режимом. Подобная формация развита в пределах Южно - Эмбинского поднятия (площадь Жанасу), где верхнедевонские отложения имеют более грубый состав пестроцветных терригенных пород (гравелиты, конгломераты) с прослоями известняков, формирование которых происходило в прибрежно - морских условиях вблизи островной суши (по данным ИГ и РГИ, А.К. Замаренова и Э.С. Воцалевского).

Верхнетурнейско- нижневизейский лито-стратиграфический комплекс

Турнейские отложения вскрыты, как было отмечено ранее, в скв. 10,11 Жанасу и в скв. 4, 7 Торесай. Верхнетурнейские породы в объеме чернышинского подъяруса в разрезе скв. 7, Торесай представлены глинами алевроитовыми, неслоистыми, реже тонкослоистыми, твердыми, песчаниками неравномернозернистыми и алевролитами с глинистым, участками глинисто-хлоритово-кремнистым цементом. Среди глин и песчаников отмечаются прослои гравелитов и конгломератов. Конгломераты содержат крупную и средней величины гальку неокатанную, слабо и хорошо окатанную, преимущественно черного цвета.

В позднетурнейско-ранневизейское время на территории юго-востока Прикаспия, за исключением Кашаган-Тенгизской зоны, продолжалось мощное терригенное осадконакопление.

Верхнетурнейские отложения постепенно переходят в аналогичные по составу терригенные образования нижневизейского яруса нижнего карбона.

В Южно-Эмбинской зоне выделяются две фациальные обстановки: прибрежное мелководье; подводных конусов выноса и сопряженных с ними более мелких подводных палеорусел, которые протягиваются далее вглубь морского бассейна. Граница зоны прибрежного мелководья, обширного мелководного морского бассейна условно может быть проведена через площади Уртатау - Сарыбулак, Шолькара Юго-Западная, Тортай, Равнинная, Табынай Восточный и Молодежная.

Отложения нижнего визе вскрыты на неполную толщину (212 м) скважиной П-1 площади Южно-Молодежная и представлены песчаниково-аргиллитовым литотипом. В интервале глубин 3991-4000 м их разрез

представлен известковистым доломитом с обломочной мелкозернистой структурой. Доломит засорен углисто-глинистым материалом.

Характерный разрез нижневизейских отложений описываемой зоны установлен в разрезе скважины П-1 площади Молодежная, где выделяются алевроитовые и песчаные разности, реже грубообломочные. В интервалах 4012-4015 м и 3928-3934 м они представлены алевропесчаниками, алевролитами линзовидной и тонкослоистой текстурой. Их обломочный материал характеризуется остроугольной, острооскольчатой и угловатой формами. В составе обломков преобладает кварц и полевой шпат, выделяются хлорит, биотит, гидробиотит, мусковит, углистый детрит, циркон. Цемент контактного типа, глинистые минералы представлены хлоритом, гидрослюдой, каолинитом, смешанослойными образованиями.

В интервале 3812-3816 м разрез сложен алевроитистыми глинами с линзами и прослоями алевроитистого песчаника. Характерной особенностью данного интервала является присутствие монтмориillonита, хлорита, каолинита, гидрослюды. Такой минеральный состав и текстуры осадков характерны для более глубоких частей морского бассейна, что говорит о колебании уровня моря на данном этапе осадконакопления. Выше по разрезу в интервале 3728-3734 м встречен органогенный известняк обломочной текстуры, с хорошо сохранившимися формами органики.

Вверх по разрезу начинают преобладать более крупные размерности обломков - от алевроитовой до крупнозернистых фракций с пологоволнистой несимметричной слоистостью, характерной для мелководных отложений.

В Тортайской зоне визейские отложения вскрыты на глубинах 3115-4270 м (Тортай, скв. П-1). Они представлены переслаиванием аргиллитов с алевролитами, песчаниками и гравелитами, реже с обломками туфов, вулканических пород. Песчаники по составу обломков - плагиоклазовые, реже вулканомиктовые.

Похожий разрез имеют скважины 7 и 11 площади Равнинная. В других скважинах площади Тортай и Равнинная количество грубообломочных пород снижается, преобладают алевролит-аргиллитовые отложения с редкими прослоями обломочных известняков. Разрезы с ограниченным количеством грубообломочных прослоев отмечаются в скважинах площади Шолькара.

Песчаниково-аргиллитовая толща характеризуется сероцветной окраской, обломочный материал имеет плохую и среднюю сортировку, среднюю и слабую окатанность, полимиктовый состав; цемент - базально-поровый, поровый, карбонатно - кремнисто- глинистый по составу. Аргиллиты темно- серые, черные, текстуры тонкослоистые и слоеватые. Присутствует тонкий детрит обугленной растительности и кристаллы пирита.

Гравелиты разнообломочные, конгломераты мелкогалечные имеют сероцветную окраску. Обломочный материал состоит из обломков глинисто-кремнистых пород, кварцитов, яшм и кремнисто- глинистых сланцев, реже встречаются обломки эффузивов среднего и кислого состава, а также

обломки известняков и доломитов. Состав цемента терригенный и карбонатный.

Отложения разрезов Тортайской зоны разделяются на два генетических типа: 1- фация прибрежно-морских осадков; 2- фация подводных конусов выноса, в которых преобладают грубообломочные породы. Грубозернистые отложения часто занимают более широкую площадь, чем сами палеоруслы в прибрежно- морской зоне в результате миграции русел. Прямые русла также испытывают миграцию, что наблюдается в разрезе площади Тортай.

Области распространения подводных конусов выноса отмечаются на площадях Жанасу, Торесай, Тортай, Равнинная, где они сложены переслаиванием гравелитов, реже конгломератов с алевролитами и аргиллитами. Источником грубообломочного материала скорее всего являлась суша, расположенная в районе Северного Устюрта.

В Биикжальскую зону входят площади Биикжал, Юго-Западное Улькентобе, Ушмола, Маткен, Табынай, Кумшеты и Шолькара.

В отличие от Тортайской зоны здесь выделяется следующий комплекс литотипов: песчаниково-аргиллитовый, аргиллитовый с прослоями песчаников и алевролитов, алевролит песчаниковый. Песчаники серые, иногда с буроватым оттенком, мелко-средне- и разнотернистые, массивные, слоистые, обычно линзовидно- тонкослоистые. В составе обломков - кварц, плагиоклаз, полевые шпаты, вулканическое стекло раскристаллизованное, кремнистые разности, эффузивы кислого и среднего состава. Цемент глинисто- карбонатный.

Алевролиты серые, массивные и тонкослоистые, иногда линзовидные, полимиктовые с преобладанием в составе обломков полевых шпатов и кварца.

Аргиллиты серые, темно-серые, алевроитистые, известковистые, с включениями пирита, а также детрита углефицированных растительных остатков.

В скважине СГ-2 Биикжал нижнекаменноугольные отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Снизу вверх песчанность в разрезе нарастает, и аргиллитовая толща (с пачками известняков) толщиной 132 м переходит в 323-метровую аргиллит-песчанистую толщу. В целом, нижневизейские отложения характеризуются широким распространением вулканогенных компонентов, которые присутствуют в ассоциированном и рассеянном виде. Обогащенность разреза вулканогенным материалом является ярко выраженным диагностическим признаком данного комплекса. Фациальный состав пород нижнего визе Биикжальского разреза позволяет отнести их к образованиям относительно глубоководного бассейна.

Отложения Биикжальской зоны сформировались в условиях с более спокойным гидродинамическим режимом, отличающихся несколько большими глубинами морского бассейна, для которых характерны: равномерность, правильность и выдержанность слоевых единиц.

В этот период в пределах описываемой территории продолжался процесс компенсированного прогибания и накопления осадков в различных фациальных зонах. Так, в Кашаган-Тенгизской зоне, как и в франско-турнейское время, происходило накопление мелководных карбонатных осадков - разнообразных известняков.

В ранневизейское время продолжалось углубление бассейна, о чем свидетельствует широкое развитие микросгустковых, пеллетовых и мелкодетритовых известняков, выделяемых в объеме тульского горизонта.

Отложения тульского горизонта представлены в основном органогенно-обломочными, криноидными, реже криноидно-брахиоподовыми известняками. Породы часто окремнены и содержат в верхах разреза туфогенные прослойки. По данным Г.П. Золотухиной скважина Т-44 вскрыла неотсортированные органогенно-обломочные известняки с линзами брахиоподовых известняков, которые представляют собой образования верхней части склона органогенной постройки. В скважине Актоты-2 тульский горизонт сложен биокластовыми криноидными, криноидно-брахиоподовыми, микросгустковыми известняками, перемежаемые прослойками пеплового туфа.

По данным Э.С. Воцалевского, В.М. Пилифосова, Н.А. Азербайева граница между тульским горизонтом нижнего визе и алексинским горизонтом верхнего визе проходит по кровле высокорadioактивной туфогенной пачки, которая вскрыта скважинами 22, 24 Тенгиз и расположена в верхней части тульского горизонта.

Верхневизейско-башкирский лито-стратиграфический комплекс

С начала позднего визе на юго-восточном борту Прикаспийского бассейна началось карбонатонакопление.

Выделяемая многими исследователями Южно-Эмбинская карбонатная платформа объединяет несколько лито-стратиграфических комплексов: верхневизейско-башкирский, московско-верхнекаменноугольный и ассельско-сакмарский. Для внутренней структуры этих карбонатов характерно значительное количество терригенных пропластков и клиноформное строение (Торесай Г-3, Сарыкум Г-1,2 Уртатау-Сарыбулак Г-1,2, Южно-Молодежная П-1, Сазтобе Южное П-1).

Верхневизейско - серпуховский комплекс установлен в скважинах Г-3 и Г-4 площади Торесай, 9 и 13 площади Южно-Эмбинской, П-1 площади Южно-Молодежной, Г-12, Г-15, Г-23 и П-1 площади Тортай, Г-10 площади Ушмола и СГ-2 площади Биикжал.

Верхневизейские и серпуховские образования представлены карбонатами и аргиллитами с небольшими прослоями глинистых песчаников и гравелитов.

Южно-Эмбинский и Торесайский типы разрезов представлены пестроцветной глинисто-известняковой, глинисто-гравелитовой породными ассоциациями.

В скважине Г-13 площади Южно-Эмбинская серые алевритистые известняки верхнего визе, толщиной 64 м, залегают на аргиллитах. Породы содержат бедный комплекс фораминифер, конодонты верхнего визе, спикулы губок, органогенный шлам. Выше по разрезу встречены темноцветные глинистые известняки, содержащие многочисленные спикулы губок, бедный комплекс фораминифер, органогенный шлам нижнего подъяруса серпуховского яруса толщиной 36 м. Верхний подъярус представлен темноцветными известняками, с многочисленными спикулами губок, переходящими вверх по разрезу в известняки серые, шламовые с остатками водорослей, фораминифер, которые сменяются известняками органогенно-детритовыми водорослево-фораминиферовыми. Толщина отложений 110 м).

Отложения нижебашкирского подъяруса, толщиной 80 м, представлены серыми известняками органогенно-детритовыми, плотными с остатками фораминифер, брахиопод, водорослей. Выше по разрезу залегают известняки черные глинистые с прослоями и включениями аргиллитов, конгломерат мелкогалечный с песчано-глинистым цементом, толщиной 230 м.

В Тортайской зоне отложения верхнего визе и серпуховского яруса установлены в разрезах скважин Г-14 (интервалы 3021-3034 м, 3075-3081 м, 3124-3127 м), Г-23 и П-1 одноименной площади. В разрезе скважины П-1 серпуховский ярус представлен гравелито-аргиллитовой толщей, толщиной 277 м.

В целом, в разрезе площади Тортай в составе верхневизейских и серпуховских отложений преобладают аргиллиты с подчиненными прослоями грубообломочных пород. Конгломераты и гравелиты, в основном, имеют серую окраску и сложены обломками глинисто-кремнистых пород и кварцитов. Реже отмечаются обломки эффузивов среднего состава. Часто встречаются обломки известняков и доломитов, а также алевролитов и песчаников с карбонатным цементом.

Аргиллиты темно-серые до черных, алевритистые, тонкослоистые, слоеватые, слабоизвестковистые, с включениями тонкого детрита обугленной растительности и кристалликов пирита осадочно-диагенетического в форме глобулей. Иногда встречаются кремневые скелетные остатки радиолярий и обломки спикул губок.

Анализ керна позволяет отнести осадки Тортайского типа разрезов к приливно-отливной полосе морского бассейна, осложненной подводно-русловыми промоинами. Наличие остатков радиолярий и обломков спикул губок, характерных для более глубоких уровней моря, являются, вероятнее всего, продуктами деятельности приливов и штормов.

В районе Уртатау-Сарыбулака выделяется карбонатный тип разрезов, установленный в скважинах Г-1, Г-2, Г-3 площади Уртатау-Сарыбулак, Г-1 и Г-2 площади Сарыкум, а также П-1 площади Сазтобе Южное, Г-1 площади Бекболат.

Отложения нижнебашкирского яруса в скважине Г-3 Уртатау-Сарыбулак представлены известняками серыми, биогенными, водорослевыми, с многочисленными и разнообразными остатками брахиопод, криноидей, кораллов и иглокожих. Вскрытая толщина – 70 м.

В скважине П-1 площади Южный Сазтобе в интервале 5009-4600 м вскрыты отложения серпуховского яруса, представленные в основании серыми и светло-серыми известняками доломитовыми, трещиноватыми и кавернозными (интервал 4933-4939 м), переходящими вверх по разрезу в известняки черные, плотные, окременелые (4867- 4869 м и 4837- 4838 м). Выше залегают серые и темно-серые известняки, тонкодетритовые, перекристаллизованные, окременелые (инт. 4777- 4779 м), завершают разрез известняки серые, тонкодетритовые, глинистые (4717-4724 м) и тонкослоистые (4645-4651 м).

Периферические части карбонатных построек данного комплекса сохранились лишь на вышеназванных площадях, вытянутых в виде отдельных построек вдоль борта Южно-Эмбинского поднятия.

Далее, в глубь бассейна, формировались терригенные образования, представленные чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием последних. Присутствие грубообломочных осадков обусловлено подводно-русловыми потоками.

Биикжальская зона ограничивается площадями Биикжал, Ушмола и Улькентобе Юго-Западное.

В скважине СГ-2, Биикжал в разрезе верхнего визе (окский надгоризонт) в интервале 5270-5417 м выделяется песчано-алевролит-аргиллитовая породная ассоциация с преобладанием последних. Аргиллиты и глины темно-серые, алевроитистые, тонкослоистые, хлорито-гидрослюдистые, с включениями пирита и детрита углефицированной растительной органики, различные по степени уплотнения, участками трещиноватые. Отмечаются участки кремнистых пород, образовавшихся за счет скелетов радиолярий и спикул губок.

Песчаники и алевролиты встречаются в виде прослоев (до 1 см) серого и зеленовато-серого цвета. Песчаники мелкозернистые, полимиктовые с глинисто-кальцитовым цементом порового типа, плотные и крепкие.

Алевролиты разномиктовые, тонкослоистые за счет прослоев аргиллита, полимиктовые, с кремнистым или карбонатным, карбонатно-глинистым цементом порового типа, плотные и крепкие.

В интервале 5221-5270 м отмечается переслаивание карбонатных пород с аргиллитами и кремнистыми породами. Карбонаты представлены мергелями, доломитами и известняками. Мергели серые до темно-серых, иногда с зеленоватым оттенком, микромиктовые, массивные, редко слоистые, сложенные карбонатным материалом доломитового и известкового состава, с тонкими прослоями глинистых доломитов, известняков, с включениями остатков радиолярий, пирита и детрита углефицированной растительности, плотные. В мергелях отмечаются тонкие (до 10 см) прослои

кремнистых пород буровато-серого цвета, скрытозернистых, плотных, образовавшихся за счет радиолярий. Известняки серовато-бурые, массивные и тонкослоистые за счет прослоек мергелей, глинистые доломитизированные, с включениями пирита и остатков радиолярий, плотные, трещиноватые, с редкими мелкими порами выщелачивания. В известняках отмечаются редкие прослои доломитов микротонкозернистых, окремненных, плотных, с редкими вторичными порами выщелачивания.

Так, на Карашунгыле, П-1 и Караой, П-1 башкирские отложения представлены глинисто-карбонатными осадками. Они сложены неравномерным переслаиванием известняков и аргиллитов с единичными прослоями мергелей. Толщина отложений меняется от 100 до 420 м (П-1 Караой, П-1 Карашунгул).

С начала позднего визе на юго-востоке Прикаспийского бассейна накапливались карбонаты, причем карбонатные постройки слагали изолированные локальные участки, вытянутые вдоль юго-восточного борта Прикаспия. Периодически поступающий терригенный материал сносился по сохранившимся подводно-русловым системам в более пониженные участки дна палеобассейна, создавая смешанные отложения. Присутствие терригенного материала подавляло деятельность карбонатообразующих организмов, снижая тем скорость карбоната накопления, что обусловило возникновение участков с преимущественным накоплением карбонатных и карбонатно-терригенных осадков.

В Кашаган-Тенгизской зоне верхневизейские отложения представлены алексинским, михайловским и веневским горизонтами.

По мнению Воцалевского Э.С., Пилифосова В.М. и Азербаетова Н.А.(11) скважинами, расположенными на склонах и между карбонатными массивами, вскрыта пачка вулканомиктовых алевроаргиллитов и алевропесчаников, имеющая поздневизейский возраст, а не раннепермский, как считали предыдущие исследователи (Кривонос и др.).

Алексинский горизонт сложен преимущественно органогенно-обломочными, криноидными, криноидно-брахиоподовыми известняками, представляющими собой образования органогенных банок, биогермов и их склонов (Золотухина и др. 1988).

Михайловский горизонт сложен преимущественно криноидно-водорослевыми, криноидными и криноидно-брахиоподовыми известняками, реже встречаются мшанково-полифитовые и микросгустковые разности. С михайловского времени начинается активный рост водорослей, большое распространение получают криноидеи и разнообразные формы многочисленных фораминифер.

По данным Золотухиной Г.П. и др. (1989) в это время в пределах Тенгиза начинает формироваться серповидная рифовая постройка, с подветренной стороны которой (к юго-западу от ядра) сформировалась лагуна.

Веневский горизонт представлен разнообразными известняками, среди которых преобладают водорослевые, строматолитовые, полидетритовые, криноидно-водорослевые и фораминиферо-сгустковые разности.

Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Азербает Н.А. веневское время считают началом активного роста рифогенных массивов в пределах Кашаган-Тенгизской зоны. В это время, в обстановке расширяющейся морской трансгрессии, произошло бурное развитие каркасных рифов, в которых преобладали водоросли – синезеленые, сифоновые, багряные. Это привело к быстрому росту рифовых массивов, в результате чего был сформирован основной каркас Тенгизского атолла.

Отложения серпуховского яруса нижнего карбона в Кашаган-Тенгизской зоне установлены в объеме тарусско-стешевского и протвинского горизонтов, толщиной от 80 до 200 м.

В основании тарусско-стешевского горизонта выделяется пачка биогермных, строматолитовых, фораминиферо-водорослевых известняков, которые вверх по разрезу сменяются детритовыми криноидно-водорослевыми разностями. Для разрезов тарусско-стешевского горизонта характерно ритмичное строение и разнообразный состав отложений, среди которых преобладают образования крайнего мелководья. Породы иногда значительно перекристаллизованы. На северо-востоке Тенгизского атолла разрез целиком сложен сильно перекристаллизованными биоморфными, водорослево-мшанковыми и биогермными известняками со строматоктоидной текстурой.

Протвинский горизонт сложен преимущественно органогенно-обломочными, криноидно-брахиоподовыми и водорослево-фораминиферовыми известняками, среди которых выделяются прослои ракушняковых песчаников и гравелитов. Для пород протвинского горизонта характерна неравномерная перекристаллизация и доломитизация. В низах горизонта часто отмечается слой туфогенных аргиллитов небольшой толщины (25 см).

На структуре Южная отложения серпуховского яруса сложены в основном органогенно-обломочными известняками и известняковыми песчаниками, накапливавшимися в мелководной морской обстановке. Толщина отложений составляет 100-120 м.

На структуре Королевская отложения серпуховского возраста представлены преимущественно водорослевыми известняками, толщиной около 100 м.

Сопоставление отложений, накапливавшихся в тульско-серпуховское время на структурах Южная, Тенгиз, Королевская и Каратон показало, что они обладают близкими толщинами и формировались в очень близких условиях, что может свидетельствовать о едином геодинамическом режиме, в котором эти структуры развивались в конце раннего карбона.

В Кашаган-Тенгизской зоне башкирские отложения среднего карбона выделяются преимущественно в объеме нижнебашкирского подъяруса. В

межрифовых зонах предполагается присутствие пород позднебашкирского и, возможно, московского возраста (Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Азербайев Н.А.).

На структуре Тенгиз в башкирском ярусе выделяются два типа разрезов. Первый тип приурочен к сводовой части месторождения, второй – характерен для склонов карбонатного массива и представлен отложениями башкирского яруса в полном объеме. Вскрытая толщина отложений достигает более 200 м.

На структурах Королевская и Каратон отложения среднего и верхнего карбона отсутствуют, и на отложения нижнего карбона непосредственно ложатся породы раннепермского возраста.

Тектонический режим в раннебашкирское время был относительно спокойным с общей тенденцией к медленному опусканию (Гибшман, 1988). В результате небольшого повышения уровня моря обломочные известняки вверх по разрезу постепенно сменяются комковато-фораминиферовыми, оолитово-онколитовыми и фораминиферо-водорослевыми известняками, формировавшимися на склоне постройки в условиях мелкого моря. Нижнебашкирский подъярус представлен краснополянским, северо-кельтменским и прикамским горизонтами.

В низах краснополянского горизонта отмечаются известняковые песчаники и гравелиты, основную массу которых составляют обломки карбонатных пород серпуховского возраста, в небольшом количестве присутствуют обломки криноидей, брахиопод и раковинки фораминифер. Рассматриваемые отложения представляют собой склоновые отложения осыпей карбонатной постройки.

Отложения северо-кельтменского и прикамского горизонтов представлены биоморфными фораминиферо-водорослевыми известняками и ракушняковыми песчаниками.

К северу от Тенгиза разрез среднего карбона начинается пачкой (около 20 м) известняковых песчаников и гравелитов (краснополянский горизонт), сложенных обломками криноидей и окатанными зернами фораминиферо-водорослевых и органогенно-обломочных известняков серпуховского возраста.

На структуре Южная отложения нижнего башкира представлены мелководными известняками, среди которых преобладают оолитовые и водорослевые разности, широким распространением пользуются известняковые песчаники. Толщина отложений составляет 180-200 м.

Условия осадконакопления на площадях Тенгиз и Южная в этот период сходны. Карбонатные массивы представляют собой толщу известняков, формировавшихся в условиях крайнего мелководья. Породы часто доломитизированы, обладают повышенной пористостью и проницаемостью, что связано с предверейским размывом.

В позднебашкирское время тектоническая обстановка становится нестабильной и к концу башкирского века территория испытывает общий

подъем, что привело к резкому сокращению площади позднебашкирского моря и отсутствию в большинстве разрезов верхнебашкирских отложений (Санина, Ускова, 1991).

На площади Южная верхнебашкирский подъярус выделен условно. Толщина отложений составляет 46-48 м. Они представлены в основном спонголитами со следами пирокластического материала.

Московско-верхнекаменноугольный лито-стратиграфический комплекс

Данные отложения в Южно-Эмбинской зоне установлены в разрезах скважин Г-3 Торесай, Г-12 Тортай, Г-9 и Г-13 Южно-Эмбинская и Г-1 Южно-Молодежная.

Эталонным для этого типа разрезов представляется разрез скважины Г-13 площади Южно-Эмбинская, которая вскрыла карбонатные породы в интервале 3450-2300 м. Отложения московского яруса характеризуются наличием грубообломочных пород, представленных обломками карбонатных пород, карбонатов розовых и пестроцветных глин. В составе аргиллитов отмечаются включения гравия и окатанных галек глинисто-кремнистых пород, кварцитов и жильного кварца.

В разрезе скважины Г-3 площади Торесай выделяется аргиллито-известняковый комплекс литотипов (441 м), в скважине Г-1 площади Сарыкум- аргиллито-известняковый (646 м).

В скважине П-1 площади Южно-Молодежная выделяются гравелито-известняковая (390 м), известняковая (105 м) и аргиллито-известняковая (210- 302 м) толщи.

В интервале 3300-3303 м отмечается обломочный известняк с незначительной примесью алевритовых кварцевых обломков. Текстура линзовидно-слоистая, структура – мелко-среднезернистая. Порода состоит из обломков пелитоморфного, кристаллического, органогенного известняка. В интервале 3098-3103 м разрез представлен алевролитом слабо песчанистым, тонкослоистым с примесью углефицированного детрита.

В разрезе скважины Г-12 площади Тортай карбонатные отложения московского яруса вскрыты в интервале 3350- 2188 м и представлены в объеме каширского, подольского, мячковского горизонтов.

Южно-Эмбинская карбонатная платформа характеризуется разрезами, установленными в скважинах Г-1, Г-2, Г-3 площади Уртатау-Сарыбулак, Г-1, Г-2 площади Сарыкум, а также П-1 площади Сазтобе Южное и Г-1 площади Бекболат.

Данный тип разрезов представлен известняками, глинистыми известняками и доломитами, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. В карбонатах отмечаются редкие гальки кремнистых, яшмоидных и глинисто-кремнистых пород.

В разрезе скважины Г-1 площади Уртатау-Сарыбулак в интервале 2700-2703 м вскрыты известняки буровато-кирпичного, зеленовато-серого цвета, со слабо выраженной слоистостью. В интервале 2995-2997 м

наблюдается известняк темно-серый, плотный, тонкослоистый, местами линзовидно-слоистый, с отпечатками мелких раковин, глинистый, с примесью алевропесчаных острооскольчатых обломков кварца, кремнистых пород и альбита.

Разрез московского яруса, разделенный на верейский, каширский и подольский горизонты, представлен известняками сероцветными, органогенными, органогенно-детритовыми, с прослоями глинисто-алевритовых пород. Толщина 610 м в скважине Г-3.

В глубь бассейна за кромкой карбонатного уступа широко развиты грубообломочные терригенные породы, сформированные гравитационными потоками (Тортай, 23) и карбонатно-глинистые отложения (Тортай, П-1).

В разрезе скважины 7 площади Равнинная, так же, как и во всей описываемой зоне, отмечается переслаивание карбонатных и терригенных пород с той лишь разницей, что преобладают последние. В интервале 3354-3358 м отмечается алевролит песчанистый, плотный, тонкослоистый. Форма обломков угловатая. Состав преимущественно кварц-полевошпатовый. Интервал 3343-3348 м представлен чередованием тонких прослоев темно-серого аргиллита с более крупными прослоями серых алевролитов, в которых встречаются прослои тонкозернистых песчаников. Все разности пород содержат примесь углефицированного детрита и пирита. В интервале 3337-3341 м вскрыты известняки глинистые с примесью алевроита тонкослоистого, а также песчаник гравелитистый, известковый, серого цвета, плотный.

В Биикжальской зоне накапливались карбонатно-терригенные отложения, условия осадконакопления которых характеризуются спокойной обстановкой, о чем свидетельствуют типы слоистости, находки пелеципод, восстановительная среда; преобладают глинистые отложения с редкими прослоями известняков. На площадях Табынай, Кумшеты и Улькентобе Юго-Западное преобладают глинистые отложения с прослоями известняков при максимально вскрытой их толщине до 300 м (площадь Табынай, скважина П-1). Отмечаются прослои песчаников и гравелитов. В целом для отложений этой зоны характерны илистые осадки, но иногда встречаются осадки с тонкой градиационной слоистостью (площадь Ушмола, скважина 16, интервал 4497- 4500 м).

В Кашаган-Тенгизской зоне на структурах Королевская, Каратон отложения московского яруса среднего карбона и верхнего карбона отсутствуют, и непосредственно на отложения нижнего карбона ложатся породы раннепермского возраста. На Тенгизе башкирские отложения перекрываются артинскими. Вероятно имел место перерыв в осадконакоплении.

Отложения московского яруса в полном объеме присутствуют на структуре Южная, где их толщина составляет 550-620 м. Вероятно, они накапливались в условиях трансгрессии моря, которая привела к накоплению карбонатно-глинистых отложений с многочисленными спикулами кремневых губок.

На юго-востоке Прикаспийского бассейна верхний карбон представлен, в основном карбонатами касимовского и гжельского ярусов, наиболее полно изученными в скважинах Г-3 площади Торесай, Г-1 и Г-2 площади Сарыкум, Г-1 и Г-2 площади Уртатау- Сарыбулак и П-1 площади Южно- Молодежная.

Маломощные (до 52 м) нижние горизонты касимовского яруса вскрыты на площадях Тортай, Табынай, Молодежная и Юго-западное Улькентобе.

Верхнекаменноугольные отложения в объеме касимовского яруса вскрыты в скважине П-1 Карашунгул в интервале 4803-4874 м. Представлены терригенно-карбонатной толщей, которая по условиям осадконакопления однотипна с толщей среднего карбона.

В большей части разрезов верхний карбон сложен преимущественно карбонатными породами: известняками, доломитами, реже мергелями, слабонерасчлененными аргиллитами, глинами.

В этот период времени сократилась зона карбонатного шельфа, образовались подводные отмели и повысилась роль терригенного материала.

Области распространения и объем карбонатообразования значительно сократились. Характерной особенностью известняков является присутствие глин различной окраски – серовато-коричневой, розовой, серой, зеленоватой. Текстура этих пород чаще всего гнездовидная из-за включений редких, а участками многочисленных линз и гнезд глин, редко массивная. Известняки большей частью состоят из более или менее крупных обломков, промежутки между которыми заполнены глиной.

В разрезе скважины Г-1 площади Уртатау-Сарыбулак интервал 2395-2400 м представлен известняком серым, плотным, массивным афанитовой структуры с включениями зеленоватой глины.

В разрезе скважины 11 площади Тортай в интервале 2907-2913 м вскрыт алевролит темно-серый, плотный, с прослоями и линзами песчаника серого. Текстура пород линзовидно-слоистая. Сортировка обломочного материала не наблюдается – обломки имеют угловатую остроугольную форму. В составе обломков преобладают кремнистые породы, кварц, биотит и полевой шпат.

В Южно-Эмбинских скважинах Г-9 и Г-13 верхний карбон сложен пестроцветными карбонатными и глинистыми породами с преобладанием последних, на окраску пород повлияла кора выветривания более молодых перекрывающих пород. Судя по наличию в них комковых текстур и окатышей пород, они представляют собой прибрежно-морские образования.

Верхнекаменноугольные отложения перекрыты с размывом ассельскими (площади Тортай, Сарыкум, Южно-Молодежная), артинскими (площади Кумшеты, Юго-Западный Улькентобе), юрскими (площадь Торесай) образованиями. В Кашаган-Тенгизской зоне верхнекаменноугольные отложения вскрыты в прогнутых частях (разрезы скважин 10, 52 площади Тенгиз), на атолле они не выделяются. Вышеизложенное свидетельствует о перерыве в осадконакоплении.

Ассельско-сакмарский лито-стратиграфический комплекс

В ассельско-сакмарское время возросла тектоническая активность изучаемого региона, что создало разнообразные условия седиментации ассельско-сакмарских осадков.

В пределах юго-восточного борта Прикаспийского бассейна вышеуказанные отложения сохранились не повсеместно из-за частичного, а кое-где и полного размыва в результате преартинской инверсии.

Наиболее мощные отложения ассельско-сакмарского возраста вскрыты в пределах северо-восточной периферийной части современного Южно-Эмбинского поднятия.

Так, на площади Сарыкум (скв. Г-1, Г-2) в верхней части разреза выделяются биогермные образования, представляющие собой 530-метровую толщу известняков, с подчиненными прослоями доломитов и терригенных пород. Известняки светлые, фораминиферовые, местами перекристаллизованные, органогенно-обломочные. Подобные биогермные образования вскрыты скважинами Г-2 и Г-3 площади Уртатау-Сарыбулак, а также на юго-западе – скважиной П-1 площади Сазтобе Южное.

Разрезы площади Уртатау-Сарыбулак отличаются большой толщиной. В скважине Г-2 толщина биогерма – 190 м, а всего комплекса – 530 м, в скважине Г-3 – соответственно 730 и 955 м. известняки светло-голубовато-серые, биогермные с соответствующей фауной (фузулинидами ассельского яруса).

В скважине П-1 Тортай в карбонатном разрезе верхняя пачка характеризуется сложным литологическим составом и содержит известняки органогенно-детритовые с включениями разнообразной гальки карбонатных пород, гравелиты и мелкогалечную конгломерат-брекцию с песчанистым карбонатным цементом. Породам сопутствует богатый комплекс фораминифер, содержащий более 50 видов. Он объединяет разновозрастные формы, известные из отложений московского яруса, верхнего карбона и ассельского яруса. Общий облик породы и состав комплекса фораминифер позволяют предполагать, что образование этой пачки сопровождалось конседиментационным размывом отложений московского яруса среднего карбона. Хорошая сохранность средне-верхнекаменноугольных фораминифер свидетельствует о близости областей сноса, а отсутствие на раковинах посторонней породы говорит в пользу подводного, либо неглубоко погруженного источника сноса.

Зона карбонатного шельфа по сравнению с позднекаменноугольным временем в ассельско-сакмарское время занимала узкие клиновидные полосы, сложенные карбонатами органогенного происхождения, а также биогермные постройки, существование которых говорит не только о малых глубинах, теплых водах, отсутствии мутности, активной гидродинамике, но и об активности тектонического режима. В скважине 1 Восточный Мунайбай нижнепермские отложения вскрыты в интервале глубин 4277-4696 м (до забоя). Предположительно с ассельским ярусом связывается терригенно-

карбонатная толща в интервале 4577-4696 м, с артинским – карбонатная толща, залегающая в интервале 4277-4577 м. Возраст разделяющей их аргиллитово-глинистой пачки условно принимается как сакмаро-нижнеартинский. Нижняя карбонатно-терригенная толща ассельского яруса представлена известняками и доломитами. Известняки темно-буровато-серые, буровато-серые, тонкокристаллические, крепкие, окремнелые, с включениями пирита в виде тонкорассеянных зерен и гнезд, с вертикально расположенными трещинами (до 0,3 см), выполненными кальцитом. Отмечаются тонкие пропластки зеленовато-серых и почти черных аргиллитов, алевролитистых, плитчатых, сильно пиритизированных тонкорассеянными зернами пирита, с гнездами кальцита и кремней халцедонового состава (местами биогенный кремнезем). Доломиты известковые, серые, кристаллически-зернистые, крепкие, слабо трещиноватые. Вскрытая в скважине Восточный Мунайбай 1 толщина отложений ассельского (?) возраста составляет 116 м.

Породы сакмарского возраста представлены аргиллитами известковистыми, доломитовыми, серыми, слоистыми, средней крепости с включениями кальцита. Встречается глина аргиллитоподобная, известковистая, доломитовая. Толщина пачки достигает 73 м.

Более глубоководные условия осадконакопления в ассельское время были в Кашаган-Тенгизской зоне. Здесь ассельские отложения залегают со стратиграфическим несогласием на разновозрастных образованиях карбона. Толщина их на сводах поднятий составляет первые десятки метров, увеличиваясь на крыльях до 200-260 м. В большинстве скважин ярус характеризуется чередованием аргиллитов, мергелей, известняков и доломитов микрозернистых и шламовых, витрокластических туфов и спонголитов. Редко появляются прослои песчаников и алевролитов. На Тенгизе в основании толщи выделяется горизонт глинисто-известняковой брекчии, состоящий из пород различного литологического состава – алевролитов, песчаников, известняков, сцементированных почти черным глинисто-карбонатным веществом. Известняки в обломках микрогустковые, шламово-детритовые, реже биоморфные, криноидные. Породы, преимущественно, темно-серые, почти черные, с большим количеством углефицированной растительной органики. Известняки и доломиты микрозернистые, шламовые, содержат редкие остатки брахиопод, фораминиферы. Туфогенные породы характеризуются реликтивно-пепловой, разночешуйчатой структурой. Отложения характеризуют генетический тип сравнительно глубоководных образований, формирующийся при значительном привносе пирокластического материала.

Артинский лито-стратиграфический комплекс

Артинский этап седиментации на территории юго-восточного борта Прикаспийского бассейна проходил в более подвижной тектонической обстановке, чем в ассельско-сакмарское время. Рельеф на континенте был сильно расчленен, о чем свидетельствуют более грубые осадки, которые

выносились в огромном количестве в морской бассейн, формируя мощные подводные конуса выноса. Выделяются следующие конуса выноса: Тортайский – самый широкий, Шолькаринский, Молодежно-Восточно-Табынайский, Арман-Аиыршагыльский.

На площади Тортай (скв. 28, интервал 2550-2555м) вскрыт конгломерат слабосцементированный, серый, крупно галечниковый, цементом для которого является гравелитистый песчаник. В составе обломков преобладают обломки кремнистых, с прожилками мелкокристаллического кварца, гранитоидных, эффузивных пород.

На площади Молодежная в скважине П-1 (интервал 3021-3027м) отмечается гравелит с мелкокристаллическим доломитовым цементом. В составе обломков преобладают кремнисто-яшмоидные, глинисто-кремнистые сланцы, кварц, халцедон. Кроме того, имеют место обломки углистых сланцев, алевролитов, аргиллита и органогенного известняка.

В разрезе площади Табынай Восточный в скважине П-1 в интервале 3145-3147м наблюдается гравелит, состоящий, преимущественно, из обломков яшмоидных пород, кремнистых туфов. В интервале 3050-3052м отобрано два образца: вверху – известняк мелкокристаллический с алевропесчаными обломками, кварц-полевошпатово-кремнистого (опал-халцедон) состава, пиритизированный; внизу – гравелит с обломками яшмоидных пород. В интервале 2742-2745 м также отмечается гравелит с обломками яшмы и глинисто-кремнистых сланцев.

Помимо подводных конусов выноса в артинский век на юго-востоке Прикаспийского бассейна располагались: зона мелководно-морских отложений, выделенная на площадях Уртатау-Сарыбулак, Ушмола, Табынай, Боранколь, Кумшеты, Мунайбай, Аккудук; зона относительно глубоководных морских отложений, выделенная в Кашаган-Тенгизском районе (площади Тенгиз, Южная, Каратон, Пустынная).

Зона мелководно-морских отложений, преимущественно терригенных, характеризуется спокойной обстановкой седиментации, где формировались, главным образом, алевролитово-глинистые породы, редко карбонатные осадки.

На площади Уртатау-Сарыбулак (скв.5, интервал 2872-2877м) в керне отмечается доломит микромелкозернистый с примесью алевроитовых обломков кварца, кремнистого материала. Текстура слоистая, структура кристаллически-зернистая.

В разрезе скважины 12 площади Ушмола интервал 4444-4450 м представлен известняком доломитовым тонкослоистым, крипто-мелкокристаллическим с прослойной примесью углеродистого вещества и равномерно рассеянной примесью песчано-алевритовых обломков кварц-кремнисто-полевошпатового состава. Текстура – тонкослоистая, структура – кристаллически-тонкозернистая. В интервале 4500-4507 м отмечается глина алевропесчаная, серая с прослойками песчаника тонкозернистого, известковистого с вкрапленностью пирита и послойно распределенным

углефицированным детритом. Текстура – тонкослоистая, структура – псаммито-алевропелитовая.

В разрезе скважины П-1 площади Аккудук в интервале 3250-3254 м вскрыты светло-серый песчаник среднезернистый слюдистый, постепенно переходящий в глину, известняк темно-серый, плотный, тонко-линзовидно-слоистый.

В разрезе скважины Мунайбай-10 нижнепермские отложения вскрыты в интервале глубин 4570-5874 м. По результатам возрастных определений, выполненных волгоградскими специалистами (Даньшина Н.В. и др.), вскрытый скважиной Мунайбай-10 разрез в интервале глубин 4710-4927 м датирован верхнеартинским возрастом.

В скважине 1 Восточный Мунайбай нижнепермские отложения вскрыты в интервале глубин 4277-4696 м (до забоя). Предположительно с ассельским ярусом связывается терригенно-карбонатная толща в интервале 4577-4696 м, с артинским – карбонатная толща, залегающая в интервале 4277-4577 м.

Отложения артинского яруса литологически представлены преимущественно известняками темно-серыми детритовыми, крупнопесчанистой размерности, зерна и обломки угловатые и полуугловатые, цемент кристаллический кальцитовый; тип цемента – поровый; известняки в различной степени доломитизированы, раскристаллизованы с пропитками темного битума. Доломиты известковистые серые, буровато-серые, крепкие, пористые, кавернозные, слабо трещиноватые, с включениями кальцита. Трещины ориентированы в разных направлениях, по стенкам трещин имеются примазки твердого черного битуминозного вещества. Толщина достигает 227 м.

В пределах Кашаган-Тенгизской зоны артинские отложения представлены более глубоководными образованиями верхнеартинского подъяруса. В основании подъяруса залегают брекчии, состоящие из обломков пород различного литологического состава: полимиктовых алевролитов и известняков биоморфных, криноидных, микросгустковых, шламово-детритовых, сцементированных почти черным глинисто-карбонатным материалом. В обломках шламово-детритовых известняков обнаружены фораминиферы, распространенные в верхней части нижнего карбона и в нижней части среднего (скв.2 Тенгиз, интервал 4754-4732м).

Верхнепермско-триасовый лито-стратиграфический комплекс

Мощные толщи красноцветных, пестроцветных и сероцветных терригенных отложений верхней перми и триаса накопились в условиях формирования новой Евразийской литосферной плиты и орогенных сооружений на Урале на востоке и развития Мезотетиса на юге. Осадки в основном образовались в континентальных условиях, лишь периодически существовали морские обстановки седиментации.

Красноцветные и пестроцветные терригенные отложения верхней перми и триаса на юго-восточном борту Прикаспийского бассейна имеют широкое распространение.

На юго-востоке Прикаспийского бассейна выделяется кунгурско-триасовый литолого-стратиграфический комплекс, который объединяет соленосную толщу кунгура, красноцветные терригенные образования верхней перми и сероцветные терригенные толщи триаса. В основании данного структурного этажа лежит мощная соленосная толща кунгура, благодаря способности к пластической деформации которой, образовались разнообразные скопления соли, отличающиеся по морфологии, по размерам, по высоте, по объему сконцентрированной в них массы соли. Эта толща постепенно утоняется по направлению к борту синеклизы.

Отложения кунгура вскрыты в интервале 3012-4380 м в скважине П-1 Карашунгул. Керном охарактеризована только нижняя часть разреза в интервале 4371-4373 м, представленная ангидритом серым с коричневым оттенком. Толщина составляет 1368 м. На структуре Аккудукская в скважине АКК-20 кровля кунгурских отложений вскрыта на глубине 2688м.

Над соленосной толщей почти на всей территории выделяется красноцветная терригенная толща верхней перми, преобладающими породами которой являются алевролиты, песчаники и аргиллиты, преимущественно буровато-коричневые, зеленовато-серые и красновато-коричневые. Иногда встречаются линзы и прослои мелкогалечного конгломерата. Так, в Кашаган-Тенгизской зоне в объеме верхней перми условно выделены уфимский, казанский ярусы. (Тенгиз, скв.16). Уфимские отложения (интервал 4552- 4554 м, 4575- 4576 м) представлены аргиллитами красноцветными, алевролитистыми, массивными, с прослоями гипсоангидритовых пород. В их основании отмечаются брекчии, состоящие из обломков известняков различной структуры: спиккуловых, биоморфно-детритовых, микросгустковых. Толщина 208 м.

Казанский ярус представлен терригенно-карбонатно-сульфатными породами. Толщина 208- 323 м.

В Биикжальской зоне отложения верхней перми выделены на площадях Коктобе, Улькентобе Юго-Западный, Ушмола, которые представлены глинами, песчаниками и песками. Глины серовато-бурые, темно-серые, очень плотные, аргиллитоподобные, с редкими включениями обуглившихся растительных остатков. Пески серые, мелкозернистые, слабосцементированные, местами рыхлые. Толщина отложений достигает 230 м.

В бортовой зоне на площади Сазтобе Южный отложения верхней перми представлены аргиллитами темно-коричневыми, красными, зеленовато-коричневыми с прожилками кальцита, песчаниками светло-серыми с зеленоватым оттенком, среднезернистыми, среднесцементированными, с прослойками коричневого алевролита и темно-зеленого аргиллита. Толщина 250 м.

В составе триаса различают отложения всех отделов. В Кашаган-Тенгизской зоне отложения триаса, вскрытые на площадях Прорвинского вала и Тенгизе, представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижний триас разделяется на индский (T_{1i}) и оленекский (T_{1o}) ярусы.

Индский ярус (T_{1i}) представлен монотонным чередованием аргиллитов и алевролитов темно-коричневого, красновато-коричневого и темно-серого цвета. Встречаются небольшие прослои мелко- и среднезернистых песчаников с глинистым и карбонатным цементом. Наиболее полные и мощные разрезы развиты в смежных мульдах, а на вершинах куполов кунгурские породы контактируют непосредственно с оленекскими отложениями. Толщина 114 м.

Оленекский ярус (T_{1o}) сложен глинами и аргиллитами темно-коричневого, красновато-коричневого и темно-серого цвета, чередующимися с прослоями и пачками (до 20 м) разномзернистых и крупнозернистых кварцевых песчаников (Тенгиз, скв.6). На Восточной Прорве, в скважине 68 оленекские отложения представлены переслаивающимися глинами и аргиллитами с редкими прослоями крупнозернистых песчаников. Толщина их колеблется от 70 до 385 м.

Верхнетриасовые отложения юго-востока Прикаспийской синеклизы хорошо коррелируются с аналогичными образованиями Северного Устья. Они вскрыты многочисленными скважинами, пробуренными на Прорвинской группе месторождений на площадях Западная Прорва и Восточная Прорва.

Верхнетриасовый разрез Прорвы имеет циклическое строение. Каждый цикл начинается песчано-галечниковой пачкой, сменяющейся вверх по разрезу глинисто-алевролитовой. Песчаники, алевролиты, глины серые, темно-серые, реже буровато-серые. В низах разреза отмечается туфогенная примесь, а на границе циклов-прослои туфа. По описаниям Т.Ф. Букиной и З.А. Яночкиной песчаники мелкозернистые, полимиктовые. На 90-95% они сложены тесно прилегающими обломками, среди которых различаются кварц, сильно измененные каолинизированные полевые шпаты, слюды. Обломки кремнистых пород, глинисто-кремнистые образования и аргиллиты, обломки кварцитов, кристаллических кварцево-слюдистых сланцев, туфов, эффузивов. Все обломки пород в значительной степени корродированы. Цементация осуществляется за счет вдавливания твердых зерен в мягкие (глинизированные).

Алевролиты крупно- и мелкозернистые, в составе которых присутствуют пластинчатые минералы (мусковит, хлорит, биотит), глинизированные частицы, которые, по-видимому, являются материалом размываемых кор выветривания, углефицированные растительные осадки.

Глины обычно тонкочешуйчатые, сложены преимущественно каолинитом. По мнению Т.Ф. Букиной часть глинистых веществ образована за счет пепловых туфов пелитовой размерности. Часть глин содержит примесь алевролитового материала и, по-видимому, образована в результате

перекристаллизации обломков кор выветривания. В них отмечаются вермикулит и каолинит.

Туфы кислые, алевропелитовые и псаммоалевропелитовые кристалло-витрокластические, содержат до 30% кристаллокластического материала в виде угловатых зерен кварца и реже полевых шпатов. Основная масса нацело окремнена и каолинизирована.

В скважине АКК-20 триасовые отложения вскрыты в интервалах: 2294-2688м и представлены: алевролитами красно-коричневыми, с прослоями глины красно-коричневой, пелитовой, карбонатной, плотной, участками трещиноватой (при увлажнении растрескивается) по слоям, участками с пятнами глины светло-зеленого цвета, карбонатной, плотной. Алевролит полимиктовый, карбонатный, крепко сцементированный, с точечными включениями углефицированных растительных остатков, с примесью чешуек слюды; глиной красно-коричневой, участками алевролитистой, неравномерно карбонатной, плотной, трещиноватой с точечными включениями углефицированных растительных остатков черного цвета, с примесью чешуек слюды. В глине встречаются глинистые и алевролитовые материалы светло-зеленого цвета, придающие породе пятнистость. Песчаниками красно-коричневыми, среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, карбонатными, слоистыми, с косо-разнонаправленной текстурой, крепко сцементированными, с включениями углефицированных растительных остатков, с редкими чешуями слюды. Зерна кварца полуокатанные, полуугловатые. Сортировка хорошая. Цемент глинисто-карбонатный. Чередование слоев глины с песчаником подчеркивают слоистую текстуру породы.

В юго-восточной части Южно-Эмбинского поднятия пермотриасовые отложения отсутствуют, они сохранились только в пределах северо-западного склона и вскрыты на площадях Айыршагыл, Алтыкулаш и Аккудук. Во внутренней части юго-восточного борта Прикаспийской синеклизы триасовые отложения вскрыты на площадях Боранколь, Караой, Елемес, которые представлены всеми тремя отделами.

Нижнетриасовые отложения сложены аргиллитами темно-коричневыми, зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами. Толщина до 318 м. Отложения среднего триаса вскрыты на площади Алтыкулаш и представлены песчаниками, аргиллитами, мощностью 96 м. Верхнетриасовые отложения стратиграфически несогласно залегают на отложениях нижнего и среднего триаса. Верхняя часть разреза сложена глиной кирпично-красной, плотной, песчанистой. Ниже по разрезу преобладают песчаники серые, темно-серые, с прослоями глин, толщиной 135 м.

В отложениях триаса намечается цикличность: два седиментационных цикла, во времени соответствующие ветлужской и баскунчакской сериям. В составе баскунчакской серии присутствуют прослои с морской фауной, предвещающей смену пестроцветных терригенных пород нижнего триаса

сероцветными морскими терригенно- карбонатными породами среднего триаса.

Исходя из вышесказанного можно сделать следующие выводы.

Красноцветные терригенные отложения верхней перми-нижнего триаса накапливались в континентальных условиях, причем источниками сноса служили возвышающиеся в виде горных цепей и возвышенностей хребты Урала и Мугоджар, Кряж Карпинского, Южно- Эмбинское поднятие. В ранне-среднетриасовое время на исследуемой территории существовал единый седиментационный бассейн, в котором происходило накопление преимущественно терригенных пестроцветных пород в прибрежно-морских и лагунно-континентальных условиях. В поднетриасовое время формирование осадочной толщи происходило в континентальных условиях.

На всей изучаемой территории в позднепермско-раннетриасовое время существовал аридный климат, о чем свидетельствует красноцветность пород, высокая степень полимиктовости и низкая степень измененности терригенного материала.

Юрско-меловой лито-стратиграфический комплекс

Юрские отложения на исследуемой территории представлены всеми тремя отделами (нижним, средним и верхним). Породы, слагающие разрез юры, относятся к единому седиментационному циклу. В основании его залегает грубозернистая песчаная толща с гравием и галькой, средняя часть состоит из чередования глинисто-алевролитовых пород и песков, а верхняя представлена преимущественно глинистыми и карбонатными породами.

Нижнеюрские отложения представлены песками и песчаниками мелко- и среднезернистыми, с небольшими подчиненными прослоями песчанистых глин и прослоями гравелитов.

Толщина отложений изменяется от 80 м до 90 м (Аккудук – скважины 1, 13).

Отложения средней юры представлены тонким переслаиванием песчаника и темно-серых глин ааленского яруса, в верхней части чередованием песчаников, глин и алевролитов бат-байосского яруса. Толщина среднеюрских отложений изменяется от 423 м (Г-19 Боранколь) до 584 м (Карашунгул П-1).

На Аккудукской структуре в скважине АКК-20 юрские отложения вскрыты в интервале 1660-2294м и представлены терригенными породами: в верхней части - глиной зеленой со слоями серого алевролита. Слоистость не четко выраженная. Алевролит крупнозернистый, полимиктовый, некарбонатный, крепко сцементированный, с включениями углефицированных растительных остатков и слюдистых материалов преимущественно расположенных по наслоению. Цемент глинистый. В интервале наблюдаются суб вертикальные и суб горизонтальные трещины. Керна обогащены углефицированными растительными остатками черного цвета, в нижней части-песчаником светло-серым, крупнозернистым, кварцево-полевошпатовым, некарбонатным, косо разнонаправленно

слоистым, хорошо сцементированным, с точечными включениями углефицированных растительных остатков. В породе встречаются единичные чешуйки слюды, глинистые (зеленого цвета) и кремнистые обломки (коричневого цвета).

Состав верхней юры представлен глинами буровато-серыми, зеленовато-серыми с редкими прослоями бурого горючего сланца, в подошве обилие мелкой гальки. В верхней части залегают мергели серовато-зеленые с прослоями песчаников мелкозернистых, крепких и глины темно-зеленовато-серые.

Толщина верхнеюрских отложений изменяется от 158 до 180 м (Аккудук – скважины 1, 4).

Образования меловой системы трансгрессивно залегают на юрских отложениях и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижнемеловые отложения в пределах площади, как и в пределах всего Южно-Эмбенского нефтеносного района представлены ярусами: валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским.

Валанжинский ярус сложен доломитами алевролитовыми, местами глинистыми и мергелями с прослоями известковистых алевролитов, песков. Алевролиты серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, содержат глинистый и карбонатный материал. Доломиты коричнево-серые, мелкозернистые, кавернозные. Толщина яруса от 25 до 50 м.

Готеривский ярус литологически представлен глинами темно-серыми, алевролитистыми, тонкослоистыми с отдельными прослоями песков, алевролитов, мергелей. Пески, встреченные в прослоях, темно- и зеленовато-серые, мелкозернистые. Алевролиты зеленовато-серовато-зеленые, песчаные, слюдистые, уплотненные. Толщина яруса от 40 до 100 м.

Барремский ярус отличается пестроцветными глинами и алевролитами с чередованием пластов песков и песчаников. В основании яруса по каротажу выделяется горизонт песков. Толщина яруса варьирует от 447 до 471 м.

Аптский ярус в литологическом отношении представлен глинами темно-серыми, черными, известковистыми с подчиненными прослоями песков и песчаников. В нижней и средней частях разреза по каротажу выделяются горизонты песков. Пески серые, мелкозернистые, глинистые.

Толщина аптского горизонта колеблется от 70 до 150 м.

Альбский ярус литологически представлен глинами, песками и песчаниками. Глины серые, темно-серые, известковистые с прослоями песков и песчаников. Пески серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые.

Толщина яруса – около 400 м.

Отложения верхнего мела представлены глинами с прослоями песков, алевролитов и песчаников. Глинистые мергели зеленовато-серые, с прослоями зеленых глин, с включениями серовато-белого, плотного мела, в подошве отмечается фосфоритовая галька, иногда мергели плотные, крепкие. Мел белый писчий, рыхлый. Толщина верхнего мела изменяется от 350 м до 430 м.

Сеноманские отложения литологически представлены частыми чередованиями глин, песков и песчаников. Глины темно-серые, серые с зеленовато-серым оттенком, песчанистые, слюдистые, плотные. Песчаники серые, желтовато-серые, крепкие, мелко-среднезернистые, слюдистые, иногда мергелеподобные. Пески зеленовато-серые, мелкозернистые, слюдистые. В кровле сеноманского яруса вступают разноразмерные гальки. Вскрытая толщина составляет 53м.

Отложения туронского яруса представлены чередованием мергелей и глин. Мергели серовато-зеленые, светло-зеленые. Глины зеленые, серовато-зеленые, плотные, песчанистые, слюдистые. В нижней части яруса присутствуют мергели зеленовато-серые, крепкие. По трещинам в мергелях наблюдаются прожилки кальцита. Вскрытая толщина – 18-62 м.

Отложения сантона представлены глинами серовато-зелеными, серовато-белыми, светло-зелеными, плотными, слабопесчанистыми, слюдистыми с включением обломков фауны и сажистых остатков. Встречаются прослойки серых, светло-серых, плотных мергелей. Вскрытая толщина – 35-66 м.

Отложения кампанского яруса литологически представлены однообразной толщей светло-зеленых, зеленых, серовато-зеленых мергелей с включением обломков фауны, кристаллов пирита и сажистых остатков.

Вскрытая толщина – 88-102 м.

Отложения маастрихтского яруса представлены глинами светло-серыми, серовато-белыми, плотными, слабопесчанистыми, известковистыми. Верхняя часть сложена мелом белым средней плотности, писчим. В глинах встречаются кристаллы пирита.

Вскрытая мощность – 113-132 м.

Литологически датский ярус сложен в нижней части белыми, зеленовато-белыми мергелями, глинами и мелом. В верхней части светло-зелеными, кирпично-красными, плотными, слюдистыми мергелями, с включением растительных остатков и кристаллов пирита. Вскрытая толщина датского яруса колеблется от 6 до 15м.

Кайнозойская группа

Кайнозойские отложения представлены палеоген-четвертичными образованиями.

Палеогеновая система - Pg

Отложения палеогена подразделены на отделы - палеоцен, эоцен и олигоцен. Они представлены мергелями и глинами светло-розовыми, кирпично-красными, светло-зелеными, серовато-белыми. В верхнем эоцене наблюдается чередование глин буровато-серых, битуминозных, известковистых, с прослоями глин светло-зеленых.

Толщина палеогеновой толщи изменяется от 38 м до 100 м.

Неоген+четвертичная системы – N+Q

Система представлена различными генетическими типами осадков: пролювиальными, аллювиальными, аллювиально-пролювиальными,

озерными, эоловыми, прибрежно-морскими и аллювиально-морскими. Отложения сложены глинами и песками. Глины разнообразны по окраске (серовато-бурые, серовато-зеленые, зеленые и серые), сильно песчанистые, известковистые, вязкие и ожелезненные. Весьма часто в них встречаются отдельные крупные кристаллы и друзы гипса. Пески мелко- и среднезернистые, в различной степени глинистые, светло-серые, зеленовато-серые и красновато-желтые. Характерны загипсованность песков и наличие многочисленных обломков фауны. В пониженных (соровых) участках рельефа пески водоносны.

Толщина неоген-четвертичных отложений варьирует от 30 м до 80 м. В таблице 4.1.1. приведены стратиграфические отбивки по скважинам, пробуренным на контрактном участке и прилегающей территории.

Таблица 4.1.1

Стратиграфические отбивки по пробуренным скважинам (подошва)

№	№скв.	Q+N + Pg	P _{1d}	K _{2m}	K _{2cp}	K _{2s}	K _{2t}	K _{2c}	K _{1al}	K _{1a}	K _{1ne}	J ₃	J ₂	J ₁	T	P _{1k}	P ₁	C ₂	C _{1-Д}
1	2	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18	19			
Кокмай																			
1	КМ-1	220						1040			1880	1920	2400	2600					
2	КМ-2	220						1040			1880	1920	2400	2600					
3	КМ-3	220						1040			1880	1920	2400	2600					
4	КМ-4	280						1040			1820	1990	2480	2580	2600				
5	КМ-5	220						1040			1880	1920	2300						
Каракыз																			
6	1	193					480		930	1016	1475	1684	2152	2332	2507	2650			
7	К-2	190	208	331	412	445	500												
8	К-4	290	305	435	500														
9	5	294					654		1140	1264	1778	2001	2455	2562	2735	2830			
10	К-6	205	230	350	430	465	500												
11	К-7	170	205	315	415	460	500												
12	К-8	215	240	350	390	440	500												
13	К-9	175	200	315	400	455	500												
14	К-13	235	265		370	415	500												
15	К-14	170	200	305	405	450	497.7												
16	К-16	180	205	325	410	470	500												
Несилбай																			
17	1	223					570		910	1084	1610	1790	2322	2447	2665	2824			
	3	227					575		920	1097	1635			2560	2945	3067			
18	К-2	205	215	347	420,5	491	500												
19	К-4	197	212	340	430	494	500												
20	К-5	185	194	318	408	471													
21	К-6	191	202	328	400														
22	К-7	191	201	329	420	482	500												
23	К-8	196	206	335	425	488	500												
24	К-9	230	241	261															
25	К-10	238	250	356	453	464.6													
26	К-11	214	224	350	441	500													
27	К-12	214	224	350	385.8														
28	К-13	193	204	330	420	485	500												
29	К-14	221	231	359	449	500													
30	К-15	224	234	363	449	500													

31	K-17	217	228	354	445	500													
32	K-18	215	226	357	450	500													
1	2	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18	19			
Месторождение Аккудук																			
33	1	227						650	1023	1110	1539	1697	2135	2223	2361	2480			
34	2	245						669	1115	1220			1826	1919	2025				
35	3	254						685			1314	1401	1908	1980	2108				
36	13	245						595	960	1040	1538	1700	2150	2246	2380				
37	20	225						610	1001	1098	1546	1720	2140	2292	2688	2723			
38	21	230						638	1036	1119	1581	1735	2110	2180					
	Аккудук подсолевой																		
39	П-1	114					418		827	920	1335	1555	1840	1923	3090	3200	3400	3560	4754
40	2	107						451	845	915	1326			1948	2490	2970	3450	3750	
41	3	145						473	850	936	1366			1957	2955	3275	3493		
Карашунгыл																			
42	П-1										1850			2600	3000	4380	4860		
Алакоз																			
43	2	215							818	905	1260	1375	1842	1934	2154	2225			
44	3	228							773	875	1237	1315	1887	1937	2210	2217			

4.2 Тектоника

Исследуемая площадь находится на юге Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока солеродный бассейн.

Фундамент Прикаспийского бассейна системой разломов расчленен на крупные блоки, ступенчато погружающиеся к центральной части. Блоки осложнены выступами. Юго-восточная часть бассейна системой региональных разломов разделена на три крупные тектонические зоны: опущенную внутреннюю, центральную приподнятую и внешнюю опущенную прибортовую. Внутренняя опущенная зона плавно погружается в сторону Центрально- Прикаспийской депрессии, отделяясь от центральной зоны серией глубинных разломов. Приподнятая центральная зона приурочивается к Астраханско- Актюбинской системе поднятий, которая протягивается параллельно обрамлению бассейна на 700-800 км от Астрахани до Актюбинска и является одним из крупных тектонических элементов Прикаспийской синеклизы. Глубина залегания фундамента составляет 7-8 км. Самым западным поднятием в этой системе является Астраханское, где фундамент залегает на глубине 8 км, оно имеет размеры 100х80 км, амплитуду 1,5 км. С востока оно отделено от Северо-Каспийского поднятия крупным меридионально вытянутым тектоническим нарушением и Заволжским прогибом. На севере Астраханское поднятие ограничено Сарпинским прогибом, на юге - Днепрово-Донецким. По вышележащим отложениям подсолевого комплекса с Астраханским поднятием связана крупная карбонатная постройка девонско-башкирского возраста.

На Северо-Каспийском поднятии, так же, как и на Астраханском фундаменте залегает на глубине 8 км. На севере оно сочленяется с Центрально-Прикаспийской депрессией, на юге – с Южно-Эмбинским прогибом.

Биикжальское поднятие расположено на восточной половине Прикаспийского бассейна, который делится по Аграханно-Атыраускому разлому на две части. Поднятие по фундаменту фиксируется на глубине 7,0 км, имеет амплитуду порядка 1 км. С юга оно по региональному широтному разлому граничит с Южно-Эмбинским прогибом, который протягивается с востока на запад в акваторию Каспийского моря и входит во внешнюю прибортовую зону Прикаспийского бассейна.

Глубина залегания фундамента в пределах Южно-Эмбинского прогиба достигает 13- 13,5 км в районе Тугаракчанского прогиба. По фундаменту район исследований находится в пределах глубокого (10-14 км) Тугаракчанского прогиба, простирающегося с юго-запада на северо-восток и ограниченного разломами субширотного и субмеридионального направления. Серией разломов прогиб разделен на ряд блоков, в пределах которых в

последующие этапы геологического развития сформировались обособленные тектонические зоны. В структурном плане кровля фундамента в целом

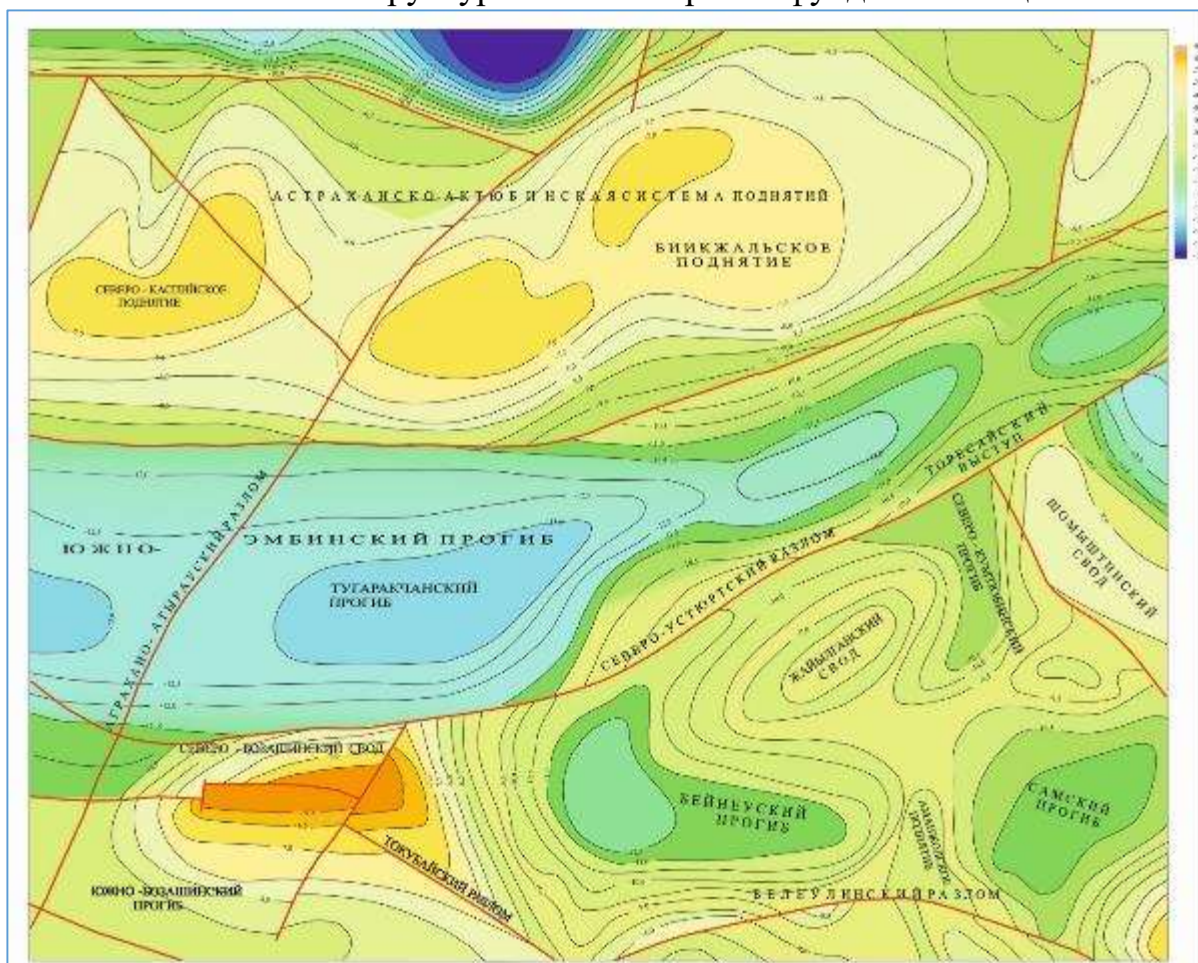


Рис.4.2.1. Структурная карта по ОГ Пф.

согласуется с поведением P_3 отражающего горизонта, отображающего особенности строения додевонских отложений. Глубина залегания их достигает 8-10 км.

Наиболее крупными тектоническими элементами (рисунок 4.2.1) здесь являются Атырауский свод и Южно-Эмбинский прогиб, которые соответствуют в плане Биикжальскому поднятию и Тугаракчанскому прогибу по фундаменту.

По северо-западному склону Южно-Эмбинского поднятия сформирована серия локальных поднятий, объединенных в отдельные тектонические зоны, одной из которых является Маткен-Ушмолинская зона. Небольшими ундуляциями она разделяется на отдельные поднятия, как Азнагул (Карашунгул), Жаумбай, Конысбай, в сводах которых поверхность палеозойского размыва залегает на глубинах 4.1 - 4.6 км. Южнее этой зоны выделяется менее протяженная Аиршагыл-Караойская зона поднятий, где наблюдается более мелкое залегание, палеозойских отложений и менее выраженное отражение в подсолевом ложе.

В разрезе осадочного чехла Прикаспийского бассейна на основе формационного анализа, наличия региональных перерывов, угловых

несогласий выделяются два крупных структурно-формационных мегакомплекса: нижний доплитный и верхний плитный, который в свою очередь делится на структурные комплексы, этажи и седиментационные комплексы.

Нижний доплитный мегакомплекс вскрыт в северо-западных районах Прикаспия и представлен значительно уплотненными и дислоцированными терригенно-карбонатными и вулканогенными породами рифея-нижнего палеозоя.

Верхний мегакомплекс включает отложения от нижнепалеозойских (верхняя часть) до современных, общей толщиной 7-12 км. В его составе выделяются два структурных комплекса. Нижний охватывает подсолевые палеозойские отложения, верхний – соленосные образования кунгурского яруса и надсолевую верхнепермско-кайнозойские отложения.

Подсолевой палеозойский комплекс разделяется на три структурных этажа: нижнепалеозойский, эйфельско-нижнефранский и среднефранско-нижнепермский (докунгурский), границы между которыми проходят по отражающим горизонтам: P_3 и P_2^d .

По горизонту P_3 строение юго-востока Прикаспия в целом повторяет поведение поверхности фундамента, но особенностью горизонта P_3 является наличие крупных поднятий в прогнутых зонах, к примеру, Приморского и Жылыойского поднятий. Согласно геофизическим данным, по горизонту P_3 в пределах зон развития карбонатных построек обособляются локальные поднятия Южное, Тенгиз, Каратон, Королевское, Кашаган.

Диапазон изменения глубин небольшой. Наиболее приподнятая часть – центральная, где глубины горизонта изменяются от 7,2 до 7,6 км. В сторону границы с Северным Устюртом поверхность P_3 погружается до 10,0 км на Северном Мынсуалмасы. Фиксируемые по данным сейсморазведки немногочисленные нарушения простираются параллельно борту бассейна.

Область прослеживания горизонта P_3 ограничена Северо-Устюртским разломом.

Отражающий горизонт P_3 не вскрыт скважинами, поэтому о вещественном составе и возрасте залегающих ниже него пород можно судить лишь по геофизическим данным. Предположительно, они сложены нижнепалеозойскими карбонатно-эффузивными породами основного состава. Толщины нижнепалеозойских отложений не выдержаны и в целом увеличиваются в западном направлении вне связи с основным простиранием изогипс поверхности фундамента. В результате направление структур по отражающему горизонту P_3 субширотное, в то время как структуры фундамента ориентированы, в основном, в северо-восточном направлении.

Надо отметить также изменение толщины нижнепалеозойского комплекса от внутренней зоны к борту. Так, в районе Астраханско-Актюбинской системы поднятий горизонт P_3 почти совпадает с горизонтом Пф в районе Биикжала, тогда как в Южно-Эмбинском прогибе толщина отложений между этими горизонтами составляет более 2 км.

По кровле отражающего горизонта P_3 выделяются Приморский свод, Жылыойский свод, Северо-Колтыкский прогиб и Торесайский выступ.

Помимо горизонта P_3 в девонской части разреза выделяется горизонт P_2^D , приуроченный к кровле эйфельско-нижнефранских отложений. Между отражающими горизонтами P_3 и P_2^D заключен терригенно-карбонатный комплекс среднего-низов верхнего девона, охватывающий, предположительно, весь Прикаспийский бассейн вплоть до южного – юго-восточного склонов Астраханско-Актюбинского поднятого блока фундамента /17/ (рисунок 4.2.1).

Рассматриваемый девонский комплекс между горизонтами P_3 и P_2^D имеет важное значение как с точки зрения разработки геодинамических моделей развития Прикаспийского бассейна (этот комплекс пород соответствует времени заложения Южно-Эмбинского рифта, приведшего к погружению девонских отложений в южном направлении), так и относительно вопросов нефтегазообразования. Эти породы рассматриваются как основной нефтегазоматеринский комплекс для уникальных месторождений, приуроченных к вышележащим карбонатным платформам, таким как Кашаган-Тенгизская и Астраханская, где толщины эйфельско-нижнефранских отложений увеличиваются до 1,5 км, тогда как средние значения 0,5-0,6 км.

Среднефранско-нижнепермский структурный этаж характеризуется наиболее сложным строением. В его разрезе отмечается ряд несогласий, выпадение отдельных стратиграфических подразделений, латеральные изменения литологического состава, существенно осложняющих расшифровку структуры докунгурских образований. Строение верхнего подсолевого этажа, охарактеризованного сейсмическими горизонтами P_2^D , D_t , P_2^1 , P_2 , P_1 , а также многочисленными данными глубоких скважин, является объектом детального изучения геодинамического положения крупных тектонических элементов на юге и юго-востоке Прикаспийского бассейна.

В пределах среднефранско-нижнепермского структурного этажа выделяются следующие седиментационные комплексы, соответствующие наиболее важным этапам геологического развития исследуемого региона:

- среднефранско-нижнетурнейский седиментационный комплекс (между горизонтами P_2^D и D_t) – соответствует этапу прогибания и заполнения Южно-Эмбинского рифта.
- верхнетурнейско-нижневизейский седиментационный комплекс (между горизонтами D_t и P_2^1) – является комплексом, накопившимся в период формирования Южно-Эмбинского инверсионного поднятия.
- верхневизейско-верхнекаменноугольный седиментационный комплекс, ограниченный отражающими горизонтами P_2 и P_2^1 – соответствует основному этапу карбонатакопления.
- ассельско-сакмарско-артинский седиментационный комплекс (между горизонтами P_2 и P_1) – период тектонической активизации

региона, связанный с закрытием Уральского палеоокеана и формированием новой Евразийской литосферной плиты.

Наиболее древний седиментационный комплекс сложен породами среднефранско-ранне турнейского возраста, к поверхности которых приурочен отражающий горизонт Dt, а к подошве – P_2^D .

Наиболее ярко отражающий горизонт Dt выражен в Приморской зоне, где он приурочен к Кашаган-Тенгизской карбонатной платформе, в западной части которой, в акватории Каспийского моря по этому горизонту выделяется Жылыойское поднятие (Куандыков Б.М., 1999) /1/.

В юго-восточной части сейсмический горизонт Dt погружается от бортов во внутреннюю часть бассейна с глубин –4,5 до 6,5 км, и осадочный комплекс, заключенный между отражающими горизонтами P_2^D и Dt имеет клиноформное строение. Мощность отложений уменьшается с юга (6,5 км) на север (0,5 км). Что объясняется накоплением данных пород в период прогибания и заполнения Южно-Эмбинского рифта и последующей сменой наклона пород с юга на север в позднетурнейско-ранневизейское время после инверсии и образования Южно-Эмбинского поднятия.

Верхнетурнейско-нижневизейский седиментационный комплекс, ограниченный отражающими горизонтами Dt и P_2^1 , накопился в период формирования Южно-Эмбинского инверсионного поднятия, где наблюдается отсутствие или минимальные мощности данных отложений, оно, вероятно, было областью сноса в этот период, и увеличение мощности толщи вдоль северного борта поднятия.

Начиная с поздневизейского времени на юго-восточном борту Прикаспия закладывается Южно-Эмбинская карбонатная платформа, которая имеет двухчленное строение, причем возраст слагающих платформу карбонатных комплексов моложе, по сравнению с Кашаган-Тенгизской. Она включает окско-позднекаменноугольный (между отражающими горизонтами P_2^1 и P_2) и сакмарский (между P_2 и P_1) комплексы.

Южно-Эмбинская карбонатная платформа имеет более сложное седиментационное ограничение в сторону внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна. Уступы окско-позднекаменноугольного и сакмарского карбонатных комплексов не совпадают, но в плане имеют четкую линейную форму с незначительными отклонениями от прямой линии северо-восточного простирания. Для внутренней структуры карбонатных комплексов Южной Эмбы характерно значительно большее количество терригенных пропластков и клиноформное строение, в отличие от параллельно-слоистой и бугристой текстуры карбонатов Кашаган-Тенгизской карбонатной платформы /5/.

В пределах Южно-Эмбинской карбонатной платформы верхневизейско-верхнекаменноугольный седиментационный комплекс, заключенный между отражающими горизонтами P_2^1 и P_2 имеет довольно четкое прослеживание и испытывает региональный подъем с северо-запада на юго-восток. Его толщина уменьшается как в южном (в сторону Островной), так и в северном

На юго-востоке Прикаспия структурный план кровли подсолевых отложений, в целом имеет региональный наклон с юго-востока на северо-запад и юго-запад с отметок –2,1 км в районе Тортая до –4,8 км в районе Биикжала и –4,6- в районе Северного Колтыка. В пределах изучаемой территории на характер регионального погружения горизонта P_1 повлияли особенности тектонического развития инверсионного Южно-Эмбинского поднятия. Северо-западнее и юго-западнее его сводовой части характер изогипс имеет флексурообразное строение. Севернее параллельно простиранию поднятия нами выделяется по геофизическим данным тектоническое нарушение, протягивающееся с юго-запада от Северного Колтыка на восток до Айменбета, которое по горизонту P_1 ограничивает с севера Южно-Эмбинское поднятие. Юго-западнее поднятия мы наблюдаем постепенное погружение отражающего горизонта P_1 от –3,6 км на Табынае до –4,5 км на Пионерской.

Вдоль юго-западной границы сочленения Прикаспийского бассейна с Северным Устюртом по отражающему горизонту P_1 - δ инверсионное Южно-Эмбинское поднятие делится на ряд блоков, последовательно погружающихся от Мугоджар в юго-западном направлении в сторону Бозаши. При этом верхнедевонско - нижнепермские отложения выходят под юрскую толщу, но в районе Сазтобе Южного карбонатные породы среднего карбона уже перекрываются верхнепермско-триасовыми отложениями и погружаются на глубину свыше 5 км.

От площади Маткен параллельно простиранию Южно-Эмбинского поднятия вдоль его северной границы до широты структуры Биикжал, вниз по падению горизонта P_1 выделяется Маткен-Ушмолинская ступень, которая представляет собой моноклинали, погружающуюся от северных склонов Южно-Эмбинского поднятия до Биикжала с отметок –2,1-2,3 км до –5 км. На общем фоне этой моноклинали по отражающему горизонту P_1 получают отображение небольшие по амплитуде и размерам структуры, такие как Аккудук, Ушмола, Улькентобе.

Далее на запад от Маткен-Ушмолинской ступени выделяется Кашаган-Тенгизская зона поднятий, представленная локальными поднятиями такими как Каратон, Королевское, Тенгиз, Огайское, Южное, в западной части которой у восточного побережья Северного Каспия бортовые ступени по поверхности подсолевого ложа исчезают. Здесь вырисовывается обширная структурная терраса. Наиболее крупным поднятием по подсоловому комплексу в акватории Каспийского моря является Жылыойское. На севере структурная терраса переходит в пологую моноклинали, погружающуюся в сторону внутренних районов Прикаспийского бассейна. По мнению Куандыкова Б.М. Жылыойское поднятие сложено карбонатами девонско-каменноугольного возраста значительной мощности, образовавшимися в относительно лучших палеогеографических условиях (чистота, преобладание

рифтовых построек, лучшие коллекторские свойства), чем Тенгиз, Королевское, Южное, Каратон и др. /1,2/.

Обобщая описание строения палеозойского комплекса юго-восточного борта Прикаспийского бассейна можно отметить несоответствие структурных планов по отражающим горизонтам P_1 и P_2 с одной стороны и горизонта P_3 , с другой.

Так, в рельефе более древних комплексов отложений структурные элементы характеризуются большей выраженностью, чем по поверхности более молодых отложений. По поверхности P_3 горизонт имеет общее погружение на юго-восток, а по горизонтам P_1 и P_2 наблюдается общее воздымание на юго-восток в сторону Южно-Эмбинского поднятия (рисунок 4), что объясняется развитием Южно-Эмбинского рифта и его последующей инверсией. В девоне с образованием рифта нижнепалеозойские и девонские отложения были вовлечены в погружение в южном направлении, а сформировавшиеся после инверсии средне-верхнекаменноугольные и нижнепермские образования приобрели наклон на север /7,8/.

По кровле подсолевого ложа (горизонт P_1) (рис.4.2.2, **графическое приложение 3**), площадь исследования расположена в пределах северо-западного погружения Южно-Эмбинского поднятия. Свод его сложен мощными, интенсивно деформированными породами верхнего девона - нижнего карбона, перекрытыми отложениями средней юры.

Северо-западный склон Южно-Эмбинского поднятия сложен верхневизейско-верхне-каменноугольными шельфовыми карбонатами, имеющими ширину до 10-15 км и испытывающими пологое погружение к северо-западу. Распространение карбонатов ограничивается бортовым уступом. В пределах исследуемой территории докунгурские отложения вскрыты в скважинах Карашунгул П-1, П-2, Маткен Г-17, Аккудук, П-1,2,3.

В северо-восточной части контрактной территории по палеозою выделяется структура Жолдаскали, наличие которой подтверждают данные сейсморазведки по площади, примыкающей с севера, показывающие наличие такой же структуры по горизонту ДЗ (рис.4.2.3, 4.2.4, 4.2.6, 4.2.7). Структура Жолдаскали впервые была выявлена при переинтерпретации сейсмических данных ТОО RES в 2014 году. Выявлена в районе, где сформировался ряд девонско-каменноугольных высокоамплитудных рифовых построек. Структура Жолдаскали имеет все черты девонских карбонатных структур, выше которых залегают более молодые карбонатные структуры более сложной конфигурации, чем типичный риф. Но на сегодняшний момент нет четкого представления о геологическом строении площади и истории геологического развития, нет традиционных моделей палеозойской седиментации, нет понимания соотношения обломочной и карбонатной седиментации в пределах окраинной зоны при переходе от преимущественно карбонатной (запад) к преимущественно обломочной (восток) обстановке осадконакопления.

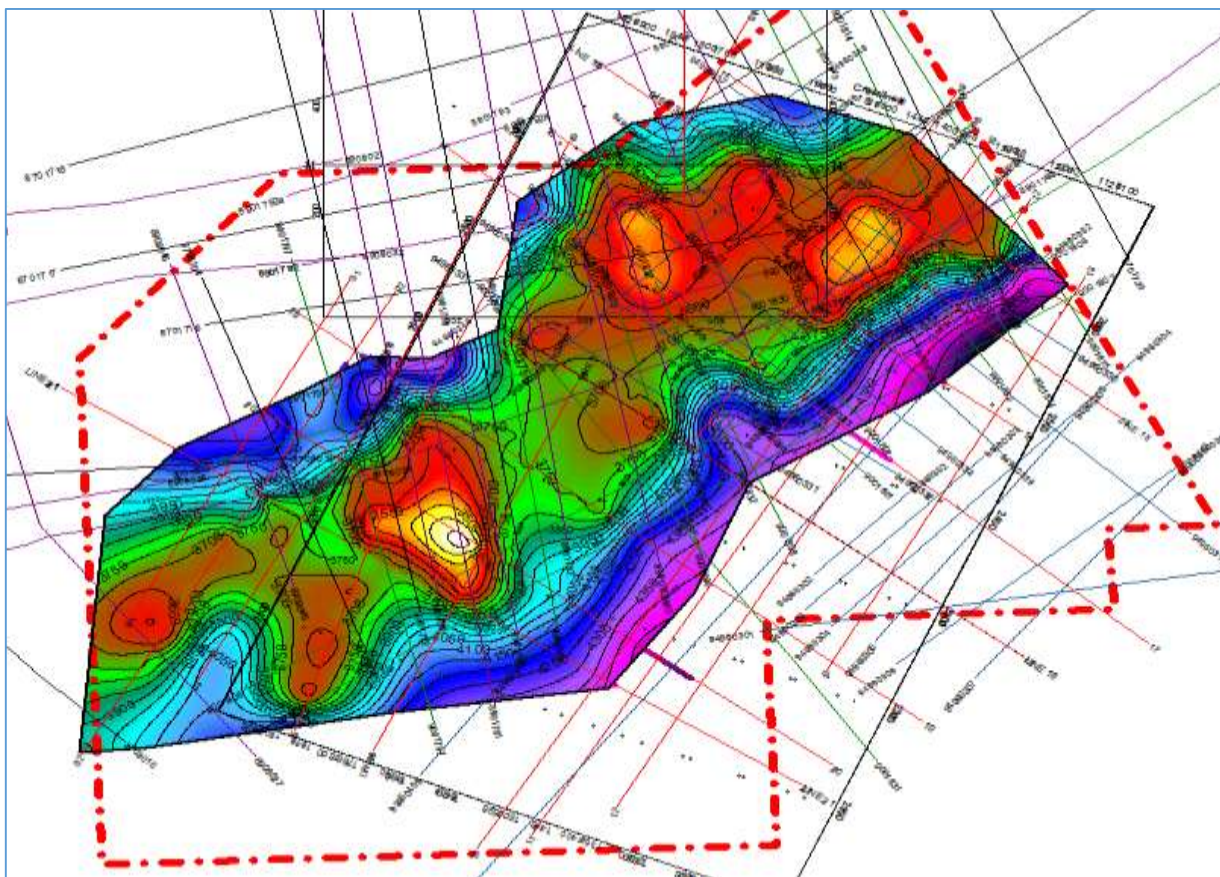


Рис.4.2.4. Жолдаскали. Девонско-турнейский перспективный объект

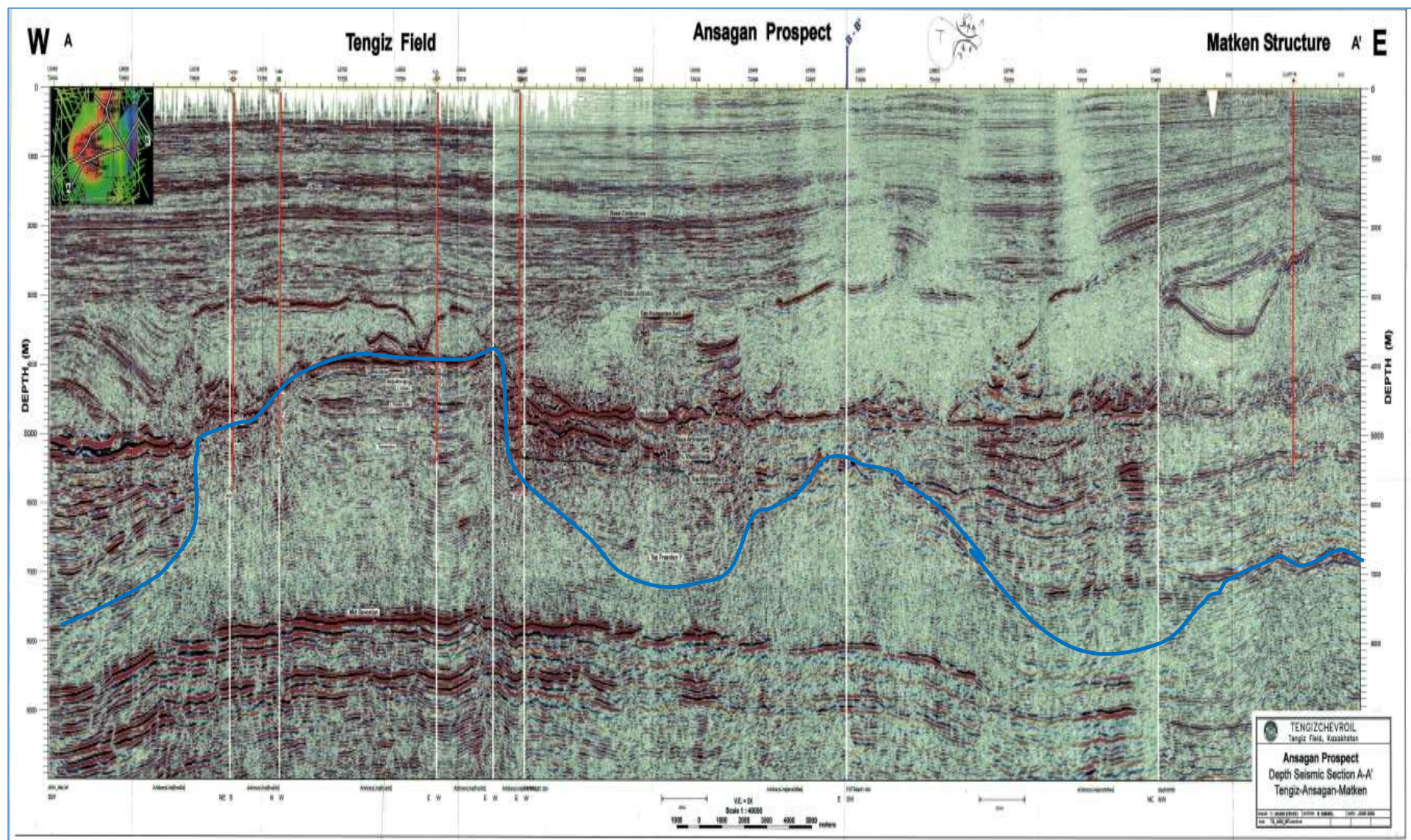


Рис.4.2.5. Временной сейсмический разрез через структуры Тенгиз-Ансаган- Маткен

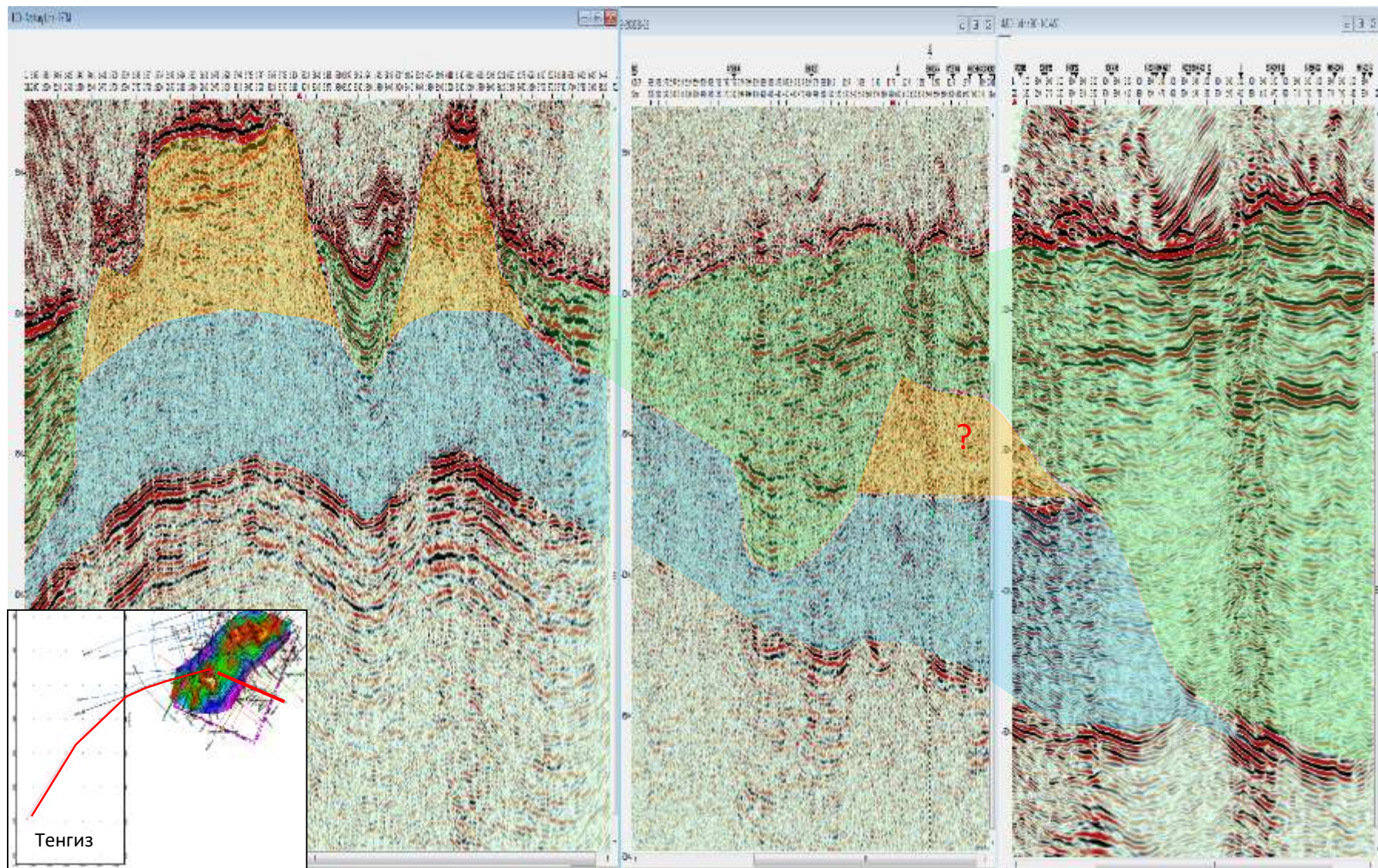


Рис.4.2.6. Временной сейсмический разрез через структуры Тенгиз-Жолдаскали

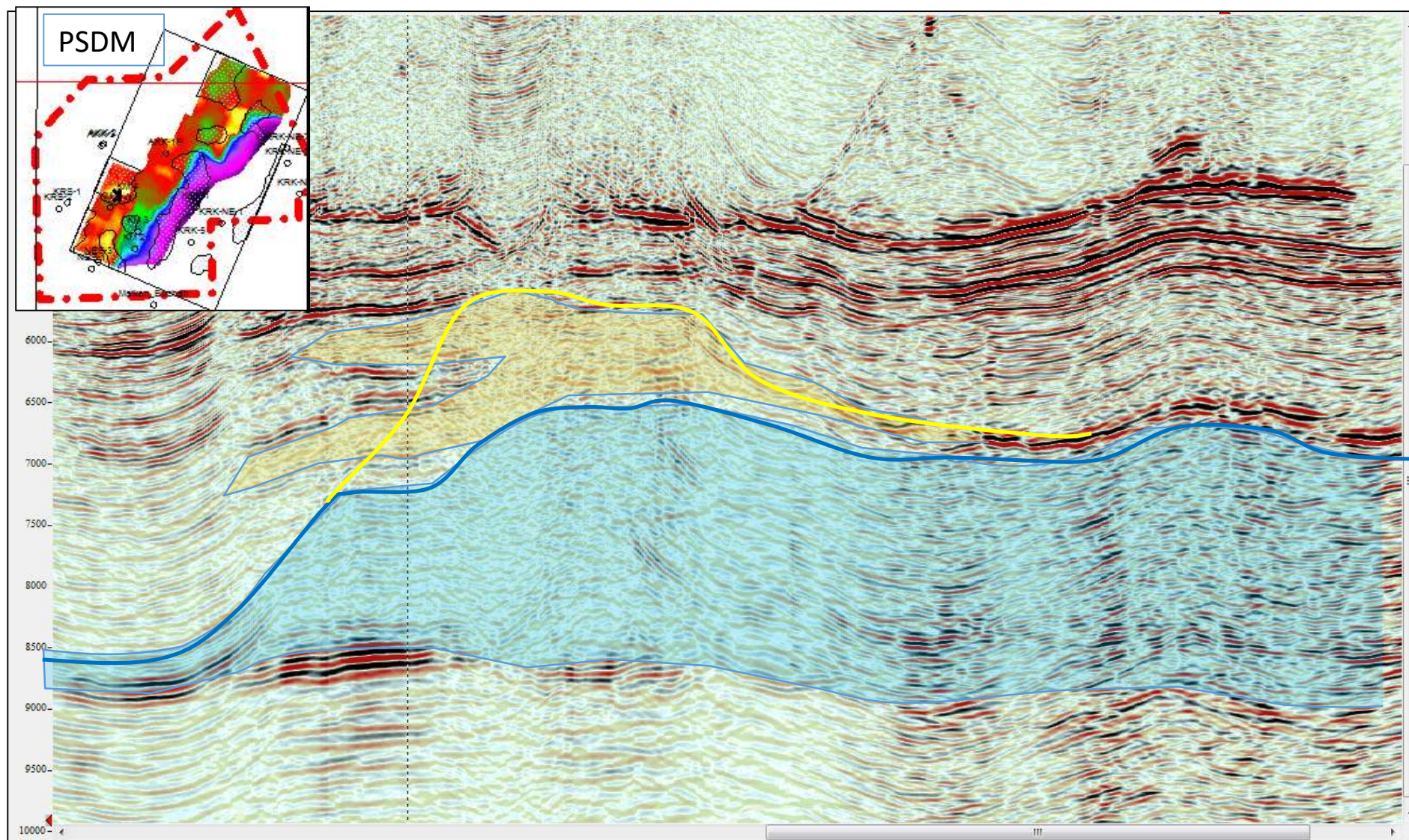


Рис. 4.2.7.Временной сейсмический разрез через структуру Жолдаскали

На соседнем Буйыргынском участке отражающий горизонт **D_t** стратиграфически отображает предположительно поверхность турнейско-позднедевонского (фамен?) возраста, который выделяется на структуре Жолдаскали.

Отражающий горизонт **П₃** стратиграфически соответствует предположительно подошве девонских образований.

Отложения девона на рассматриваемой территории, контролируемые **П₃** и **D_t** отражающими горизонтами, распространены повсеместно. Их толщины по сейсмическим данным колеблются в пределах 1300-1900 м. В интервале отражающих горизонтов **П₃** и **D_t** предполагается наличие карбонатно-терригенных отложений (органогенные постройки?), с которыми связывается перспектива на нефть и газ. По подошвенной части этих отложений (**П₃ ОГ**) структура Буйыргын представлена в виде антиклинальной складки, слегка вытянутой в меридиональном направлении. Размеры антиклинали по изогипсе -8100 м составляют порядка 3.5 x 2.8 км, при амплитуде поднятия свыше 80 м. Площадь антиклинали по вышеуказанной изогипсе равна – 6.2 км².

По кровле (поверхности) этих отложений, контролируемых **D_t** отражающим горизонтом, структура Буйыргын представлена в виде крупной (4.6 – 8.2 км, изогипса -6775 м) брахиантиклинали сложной формы. Ее амплитуда достигает 280 м, а площадь по указанной изогипсе равна – 32.6 км². В структурном плане по отражающему горизонту **П₃** свод антиклинали Буйыргын относительно **D_t** отражающего горизонта смещен в северном направлении. В волновом поле интервал, контролируемый этими отражающими горизонтами, характеризуется тем, что непосредственно под соляным куполом отсутствуют устойчивые слоистые волновые пакеты («прозрачное» волновое поле типичное для изотропных сред и для зон, связанных с карбонатными постройками?) или отмечаются хаотично-спорадические отражения слабой интенсивности. Боковыми границами данных отражений (карбонатов?) служат зоны, где намечается некоторая слоистость исследуемого разреза, обусловленная наличием отражающих границ слабой и средней интенсивности. Все это дает некоторое предположение того, что в данном разрезе, возможно, присутствуют в основном карбонатные образования, с которыми связывается перспективы на нефть и газ (рис. 4.2.8, 4.2.9).

Каменноугольные отложения в объеме предположительно нижнего и среднего карбона также распространены повсеместно и их толщины по площади изменяются в пределах 900-1400м. Эти отложения в волновом поле контролируются **D_t** и **П₂** отражающими горизонтами. По кровле данных образований (отражающий горизонт **П₂**) выделяется обширная сложно построенная брахиантиклиналь, вытянутая в северо-западном направлении и осложненная четырьмя локальными антиклиналями.

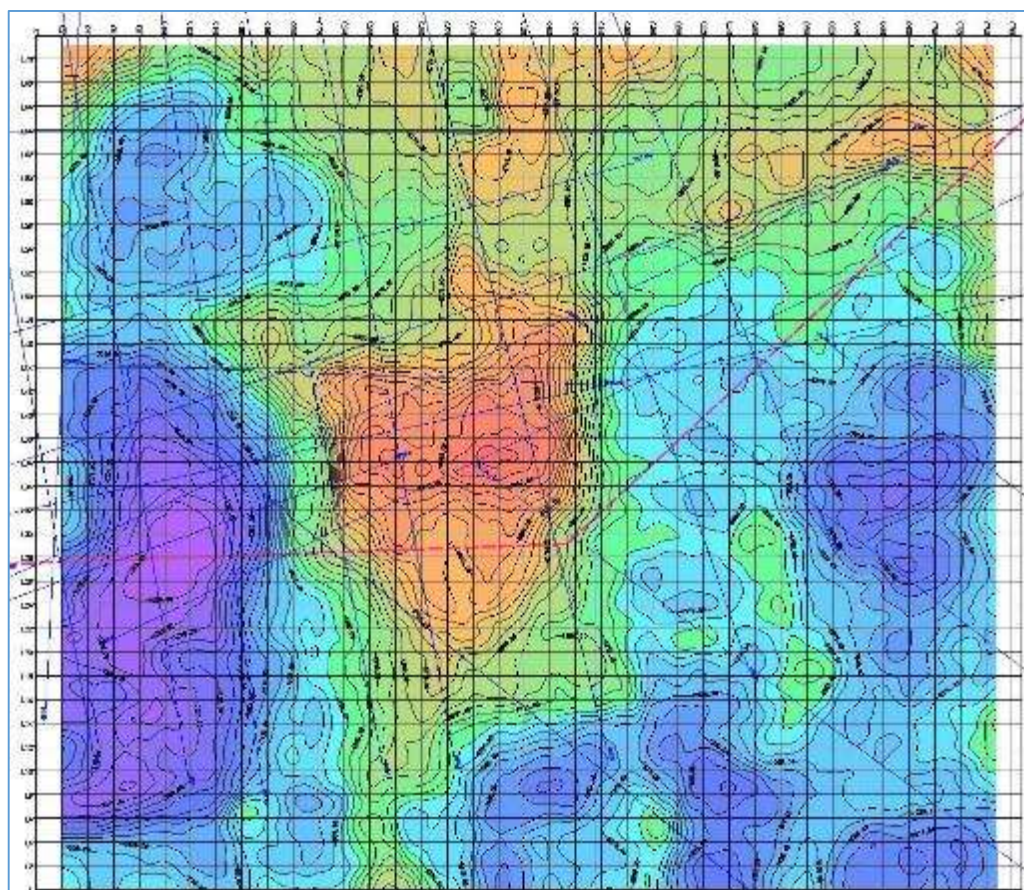


Рис.4.2.8.Буйыргын. Структурная карта по Dt отражающему горизонту (поверхность девонско-раннетурнейских отложений)

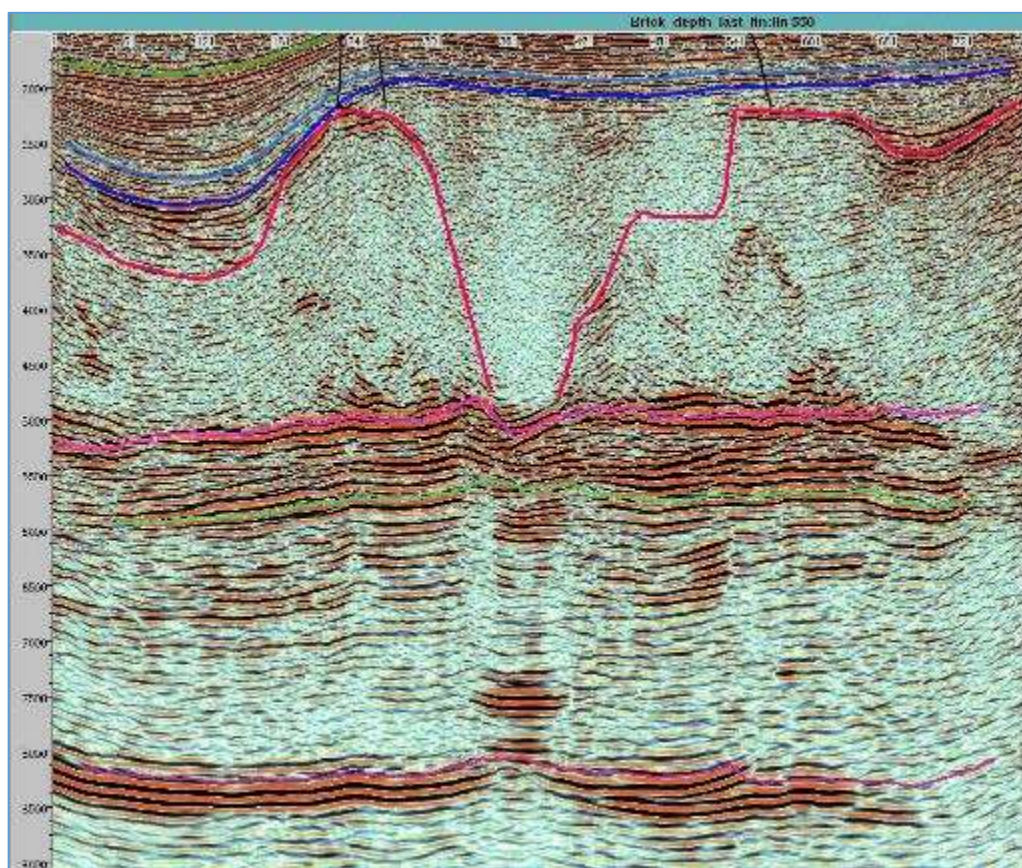


Рис.4.2.9.Буйыргын. Сейсмический разрез

В отношении литолого-фациального состава пород, составляющих каменноугольный комплекс образований, можно предположить, что в его разрезе, помимо терригенных отложений, присутствуют и карбонатные образования. В пользу этого предположения свидетельствуют данные пробуренных скважин П-1 и П-2 Карашунгул, расположенных в примерно в 20 км южнее от структуры Буйыргын. В этих скважинах в разрезе каменноугольных пород установлен в основном карбонатный тип разреза. Кроме того, в волновом поле этим отложениям под соляным куполом Буйыргын также соответствует хаотичное распределение отражений, типичное для карбонатных построек и боковыми границами этого «мутного» волнового поля являются зоны со слоистым (терригенным) распределением отражений средней интенсивности.

Нижнепермские отложения, контролируемые Π_2 и Π_1 отражающими горизонтами, на рассматриваемой территории также распространены повсеместно и их толщины изменяются в пределах 550-950 м. Структура Буйыргын по Π_1 отражающему горизонту в форме брахиантиклинали вытянута в северо-западном направлении и синклинальным перегибом разделена на два куполовидных поднятия. Нижнепермские отложения в пределах рассматриваемой территории представлены, предположительно, в основном терригенным типом разреза с отдельными пропластками карбонатных пород. Вместе с тем, как установлено в скважине П-1 Аккудук, расположенной в 8-10 км южнее от структуры Буйыргын, в разрезе ассельских отложений вскрыты брекчии органогенного генезиса. Все это может свидетельствовать о том, что в разрезе нижнепермских образований на структуре Буйыргын также присутствуют органогенные образования, с которыми можно связывать их высокую перспективу на нефть и газ. Вероятно, на Аккудуке органогенные брекчии – результат их сноса со структуры Буйыргын.

Необходимо отметить, что по всем вышеописанным отражающим горизонтам в подсолевом комплексе образований (Π_3 , D_t , Π_2 и Π_1) структура Буйыргын представлена в виде брахиантиклинали.

В пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины (имеется ввиду ее северо-восточная, восточная и частично юго-восточная части в направлении от Жылыойского поднятия) наибольший интерес на нефть и газ представляют каменноугольные и девонские отложения, которые мало изучены бурением, ввиду больших глубин их залегания. В связи с этим, уже давно назрела необходимость изучения их литологического и фациального состава, что в конечном итоге даст возможность определить перспективу этих отложений на нефть и газ для такой обширной территории, каковой является юго-восток Прикаспийской впадины.

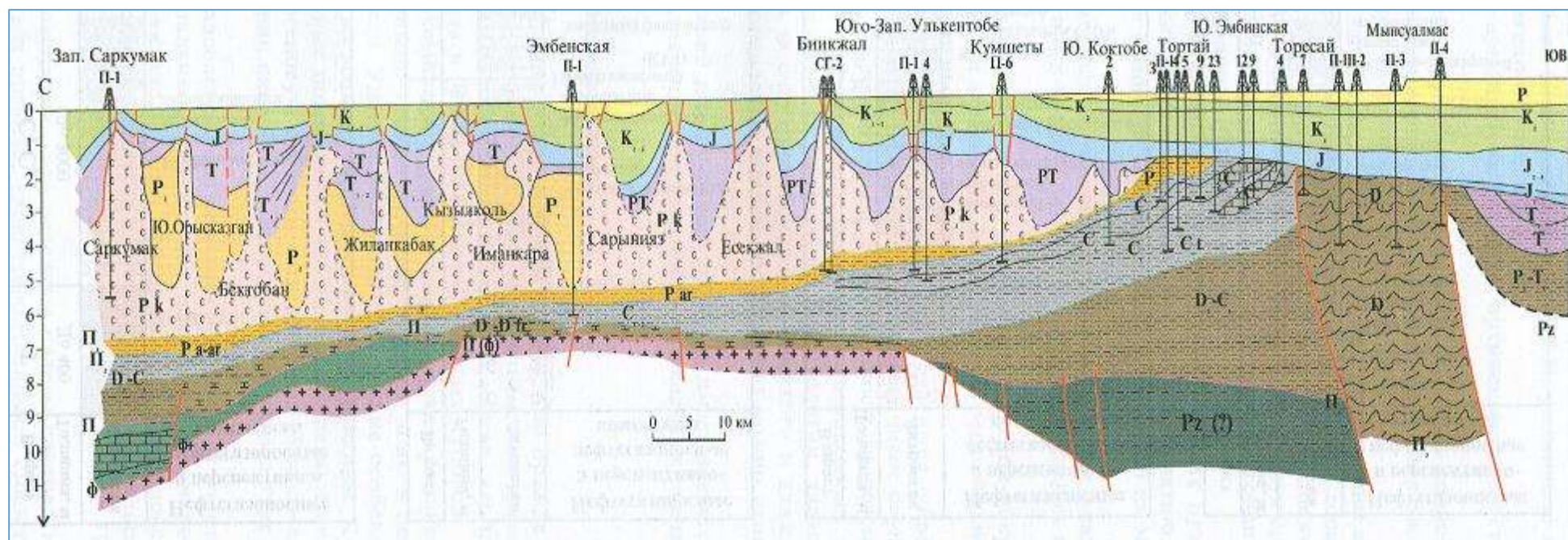


Рис 4.2.10. Геологический разрез юго-восточного борта Прикаспийского бассейна.

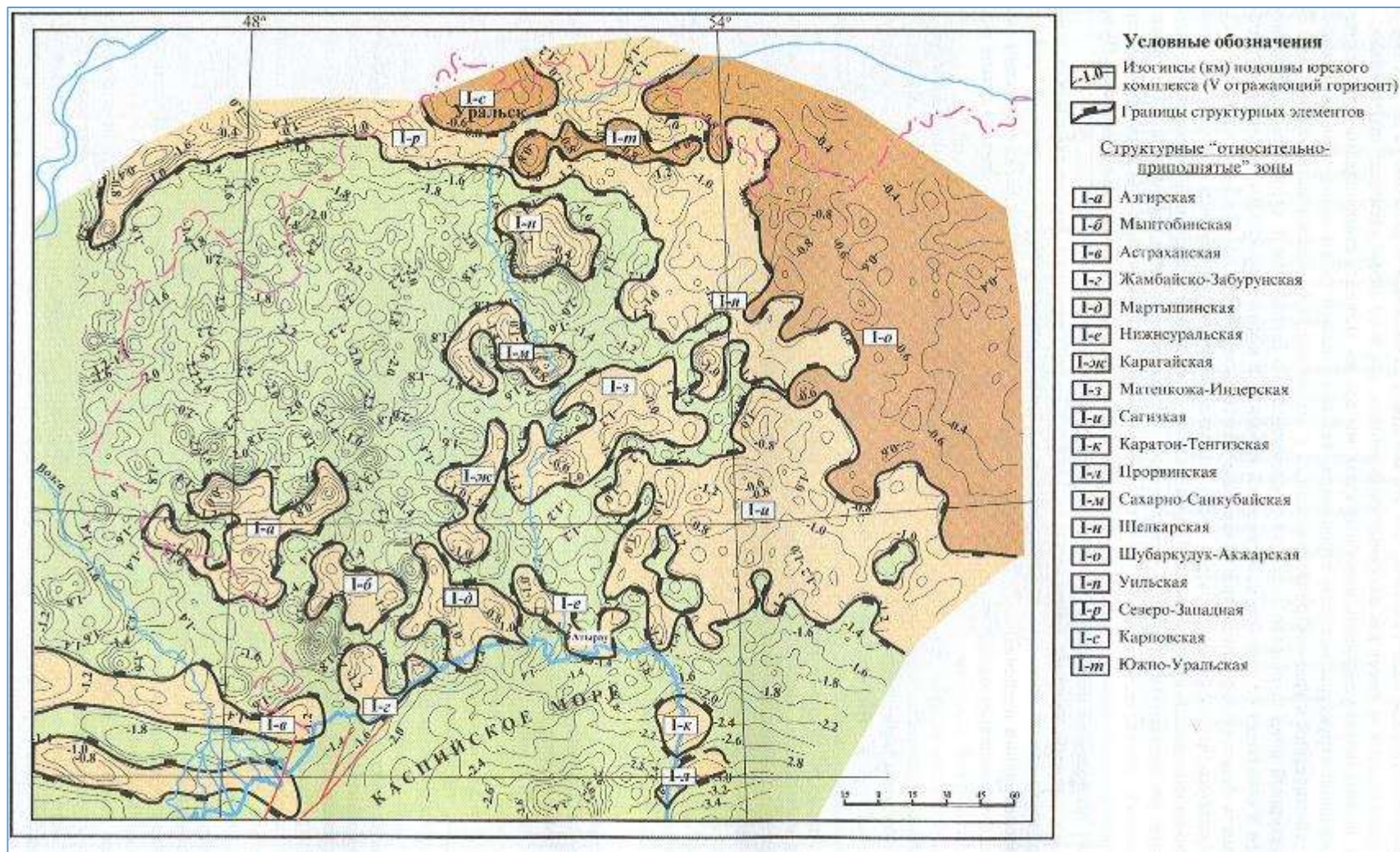


Рис.4.2.11. Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса

Рассмотрим строение соленосного и надсолевого структурных этажей в пределах контрактного участка.

По кровле соли прослеживается система соляных валов, протягивающихся вдоль северо-западного склона Южно-Эмбинского поднятия. Эвапоритовые породы формируют пластово-слоистую структуру. Юго-восточнее кунгурские отложения выходят под размыв.

По отражающему горизонту VI (кровля соли) (графическое приложение 4) в центральной части рассматриваемой территории выделяется крупный соляной купол Кокмай. Свод данного соляного купола имеет сложно построенную форму и вытянут в субмеридиональном направлении. Его размеры по изогипсе -2400 м составляют порядка 15.5 x 2.5 км с амплитудой поднятия свыше 1400 м.

В северо-восточной части рассматриваемой площади, отделяясь синклинальным перегибом, выделяется соляной купол Карашунгул. Основная часть свода данного соляного купола, ограниченного изогипсой - 1000 м, расположена за пределами исследуемого участка.

В юго-западной части исследуемого участка выделяется соляной купол, далее Юго-Западный Кокмай, который имеет сложное строение и осложнен тремя локальными куполами. Своды этих локальных куполов залегают на глубинах от 2400 м в северо-западной части соляного купола до 3000 м в его северо-восточной части.

Следует отметить, что почти все вышеописанные соляные купола имеют крутые склоны и отделяются друг от друга «сквозными» (бессолевыми) мульдами. Отсутствие соли на отдельных участках рассматриваемой территории могут свидетельствовать об определенной перспективе надсолевых отложений на нефть и газ, т. е. имеются пути миграции углеводородов из нижележащих подсолевых отложений.

Структурный план надсолевых комплексов резко отличается от нижележащих соленосного и подсолевого структурных этажей. Их строение подчинено развитию соляного тектогенеза.

Поверхность пермо-триасовых отложений в целом в пределах рассматриваемой территории картируется региональным отражающим горизонтом V (рис. 4.2.5.). Верхнепермско-триасовый комплекс с большим угловым несогласием залегает практически на всей изучаемой территории на нижнепермских и других более древних отложениях, на формирование структурного плана которого оказало влияние развитие океана Мезотетис. В пределах южной части Прикаспийского бассейна верхнепермско-триасовые отложения заполняют глубокие межкупольные мульды и сохраняются на сводах соляных куполов. На временных разрезах они заключены между отражающими горизонтами V и VI (рис. 4.2.6).

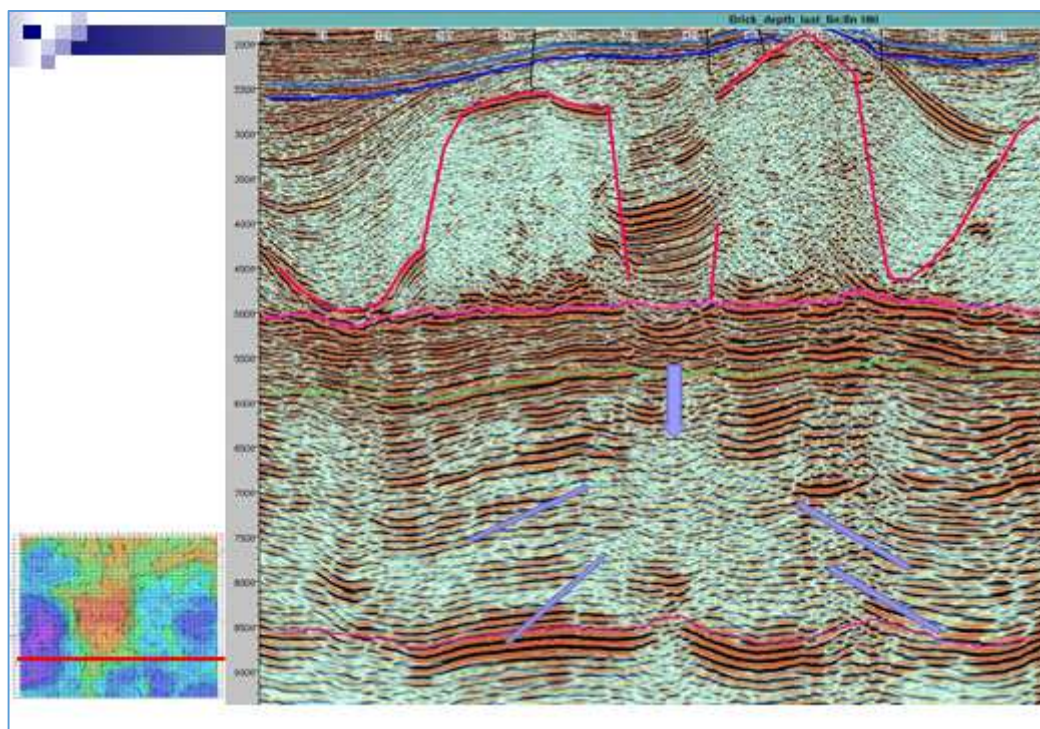


Рис.4.2.12. Участок Буйыргын (Карашунгул). Временной разрез.

В пределах юга-юго-востока Прикаспия вследствие предъюрского размыва трудно охарактеризовать строение пермо-триасового комплекса. Ярко выраженных структурных элементов не наблюдается. В целом данный район имеет моноклинальное строение, в триасовых отложениях выделяются структуры Прорвинского вала и внутренней зоны юго-востока Прикаспийского бассейна, с которыми связана нефтегазоносность.

Южно-Эмбинская моноклираль в акватории Каспийского моря сменяется одноименным прогибом.

Глубины залегания верхнепермско-триасовых отложений варьируют в пределах от –3,4 км – на юге до –1 км – на Биикжале.

В 2020-2021 году ТОО «DP Energy» провело переинтерпретацию ранее проведенных 2Д и 3Д сейсморазведочных работ. По кровле отражающего горизонта V_1 (внутритриасовый горизонт) были выделены перспективные купола в пределах контрактной территории по надсолевым отложениям: Аккудукский, Алакоз, Алакоз Западный, Каракыз Северный, Корпеш Восточный, Каракыз Западный, Каракыз Южный. В северной, наиболее приподнятой части выделяются поднятия: Аккудукское, Алакоз Западный и Алакоз.

Структура Аккудукская расположена в северо-западной части контрактной территории и представляет собой структуру, ограниченную тектоническим нарушением с юго-запада. В сводовой части абсолютная отметка минус 2278м. Размеры поднятия составляют 1,5х5,8км² (рис.4.2.13, 4.2.14).

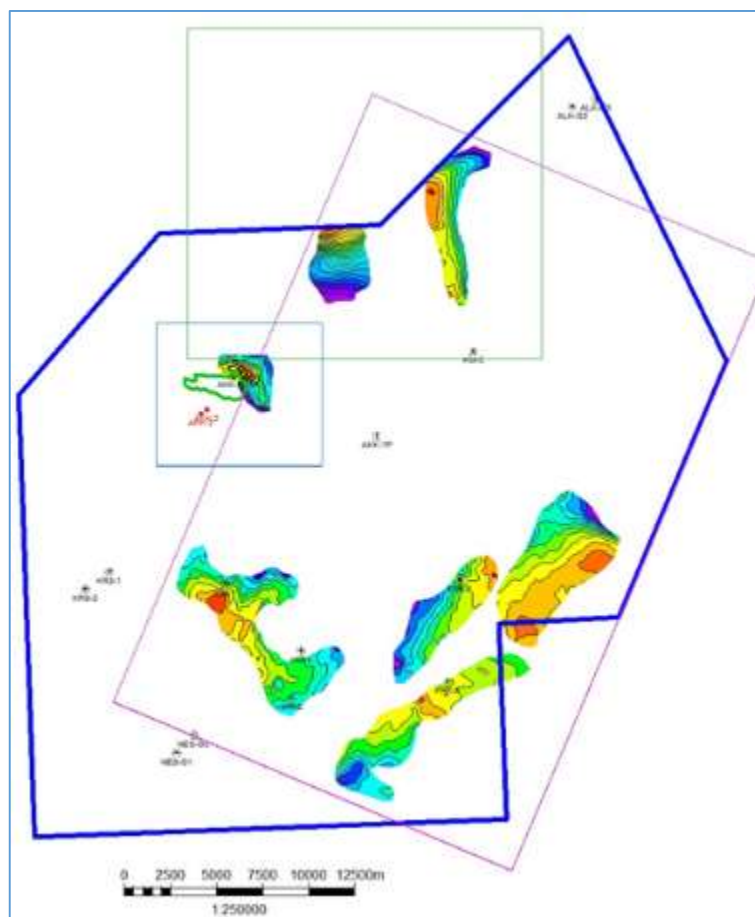


Рис. 4.2.13. Схема размещения перспективных триасовых объектов

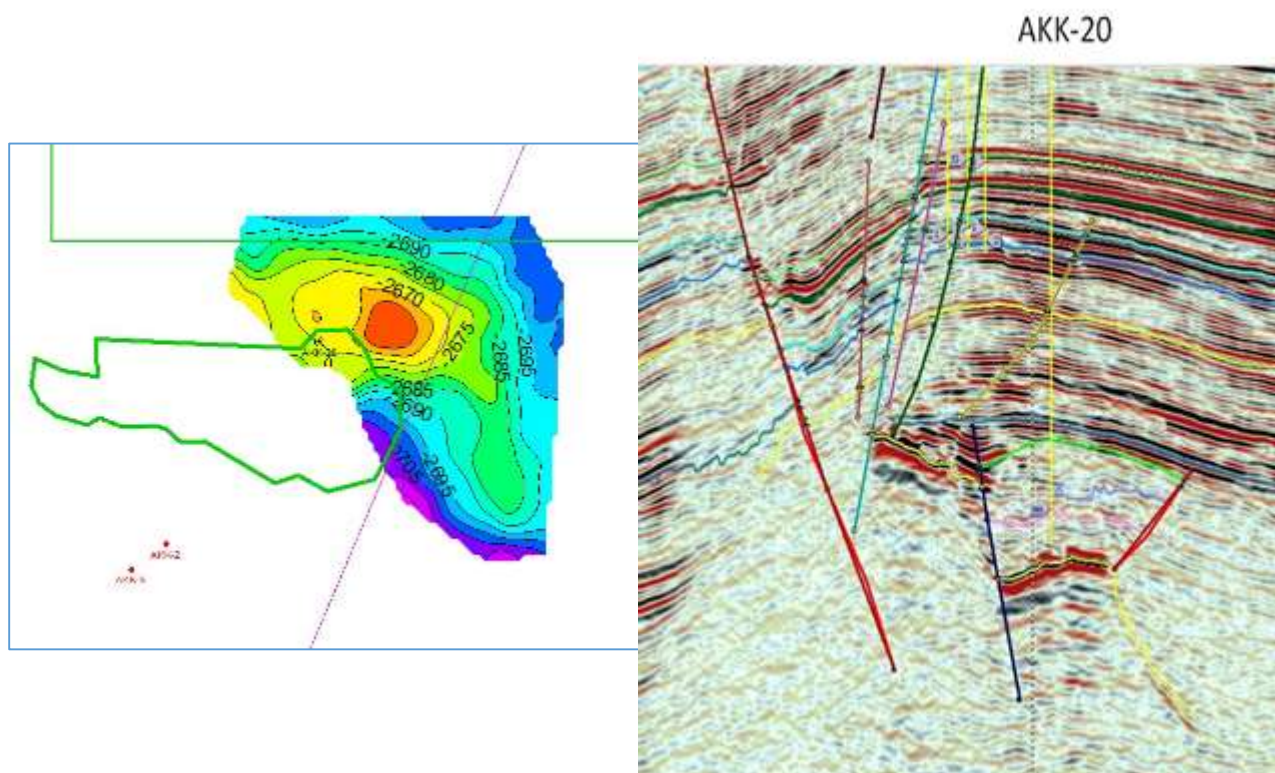


Рис.4.2.14. Структура Аккудук по ОГ V₁. Временной разрез через скважину Аккудук-20.

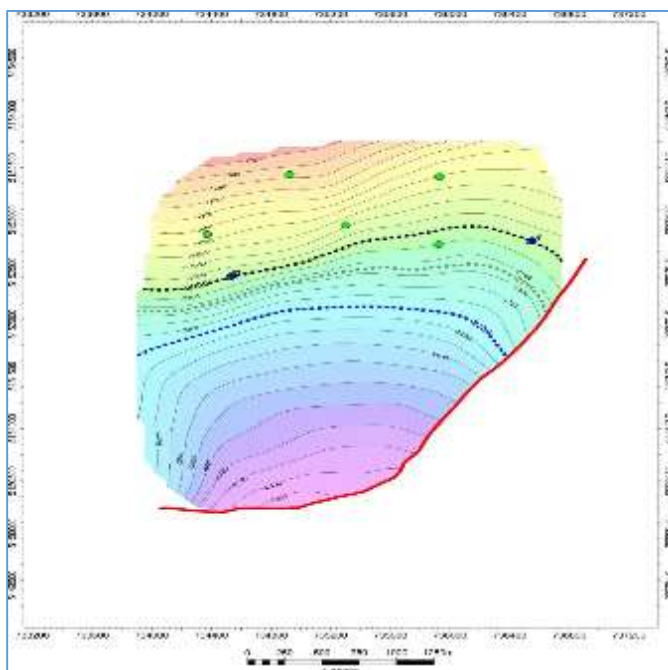


Рис.4.2.15. Структура Алакоз Западный по ОГ V₁

Структура Алакоз Западный расположена в северной центральной части и ограничена соляными отложениями с севера и тектоническим нарушением с юго-востока и представляет собой полусводное изометричное поднятие с абсолютной отметкой в своде минус 1550м., оконтуривается изогипсой минус 2050м (рис.4.2.15, 4.2.17). Размеры структуры по замкнутой изогипсе минус 2050м составляют 3,16х1,2км².

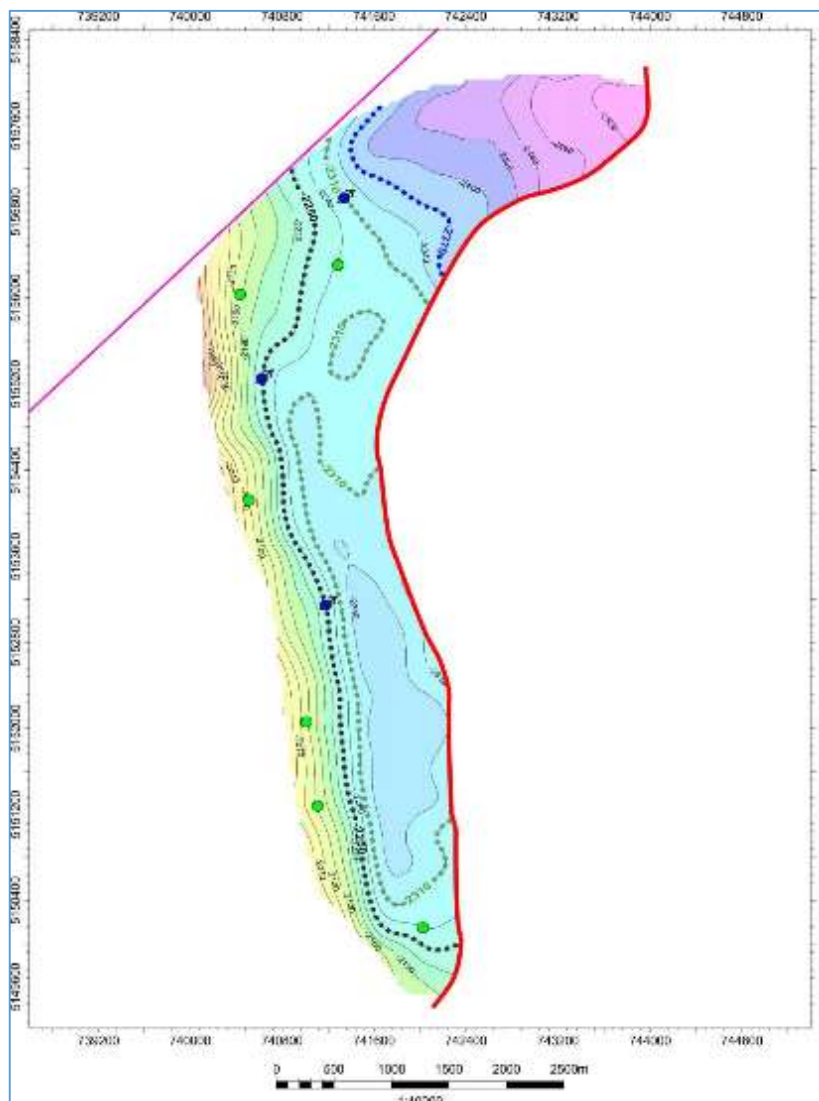


Рис.4.2.16. Структура Алакоз по ОГ V₁

Структура Алакоз вырисовывается на северо-востоке исследуемой территории и примыкает к соляному куполу с запада и представляет собой протяженное поднятие, ограниченное тектоническим нарушением с востока (рис.4.2.16, 4.2.17). Абсолютная отметка в своде минус 1980м. Размеры структуры по замкнутой изогипсе минус 2250 – 0,4х5,0км².

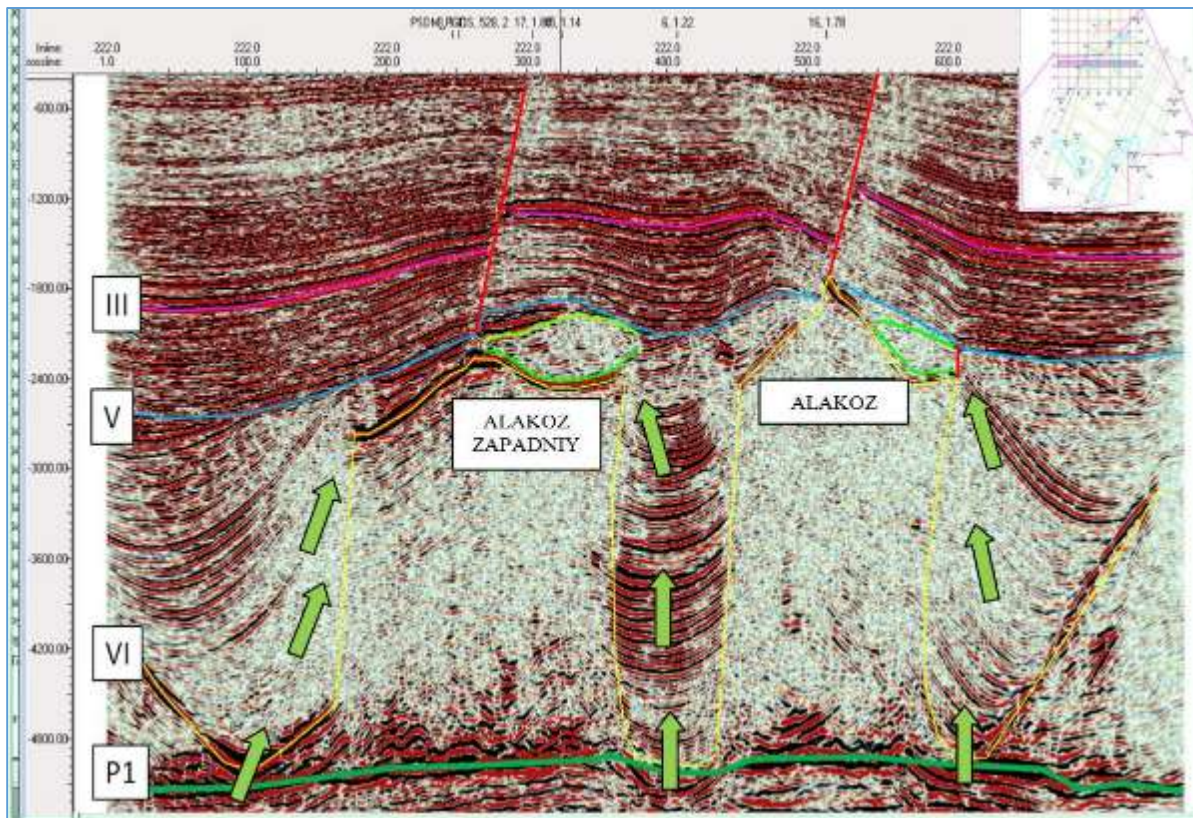


Рис. 4.2.17. Временной разрез IL2222 через структуры Алакоз Западный и Алакоз.

В южной, опущенной части выделяются структуры: Караказ Северный, Корпеш Восточный, Караказ Западный, Караказ Южный.

На временном разрезе IL2275 и структурной карте структура Караказ Северный ограничена выступом соли с севера, запада и юга, с востока она экранирована тектоническим нарушением субмеридионального простирания (рис.4.2.18., 4.2.19). Абсолютная отметка в своде составляет минус 2610. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе минус 2850м – 2,8х1,3км².

Структура Караказ Западный примыкает к соляному выступу с севера, запада, юга и юго-запада и ограничена тектоническим нарушением с северо-запада. Абсолютная отметка в своде – минус 2260м.(рис. 4.2.19.,4.2.20). Размеры поднятия по замкнутой изогипсе минус 2520м составляют 1,9х0,7км².

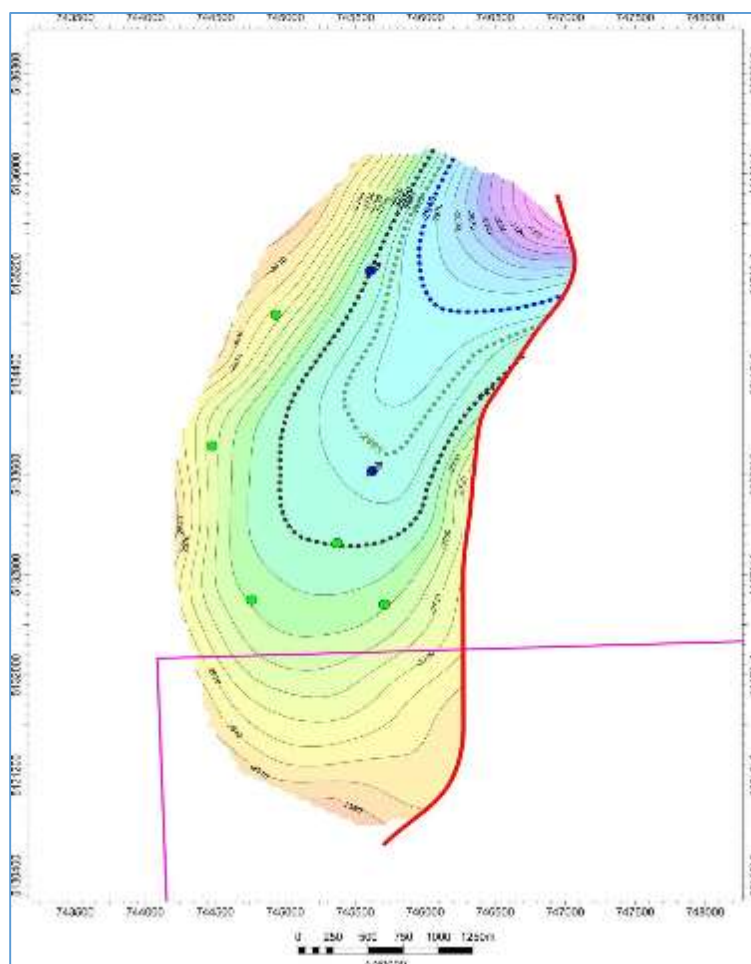


Рис. 4.2.18. Структура Каракыз Северный по ОГ V₁

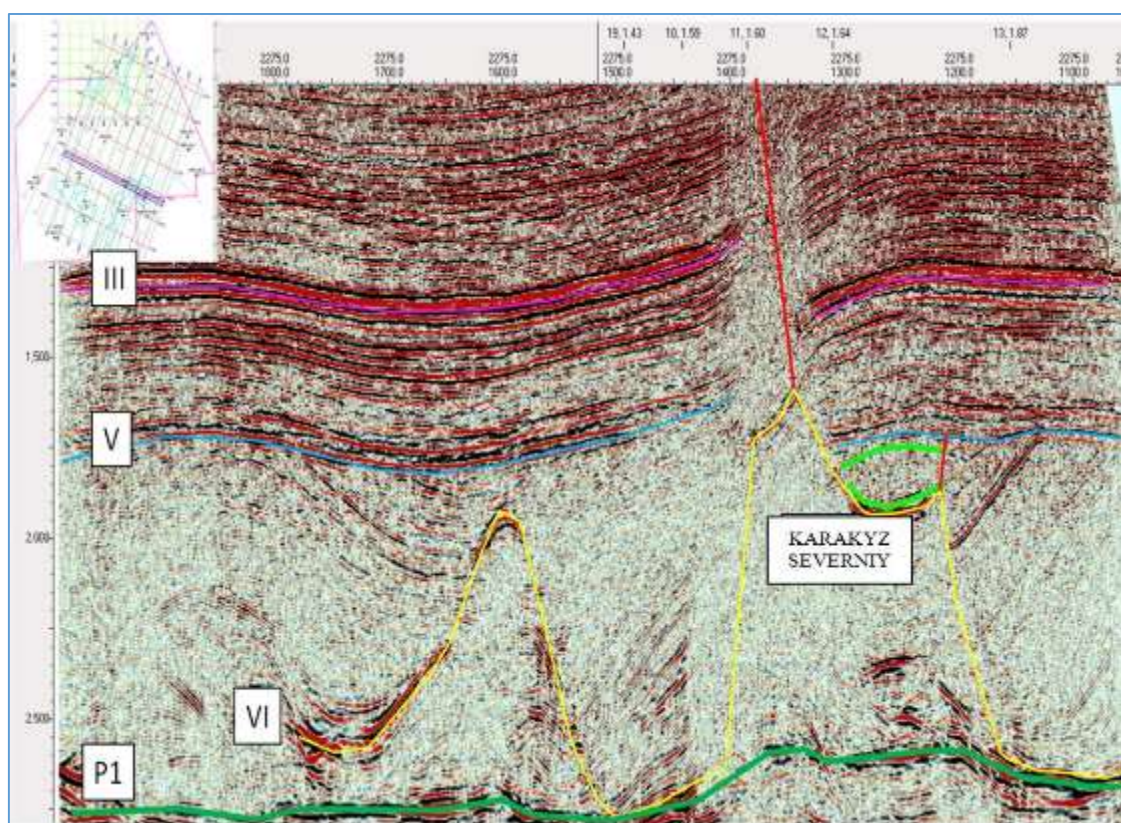


Рис. 4.2.19. Временной разрез П. 2275 через структуру Каракыз Северный

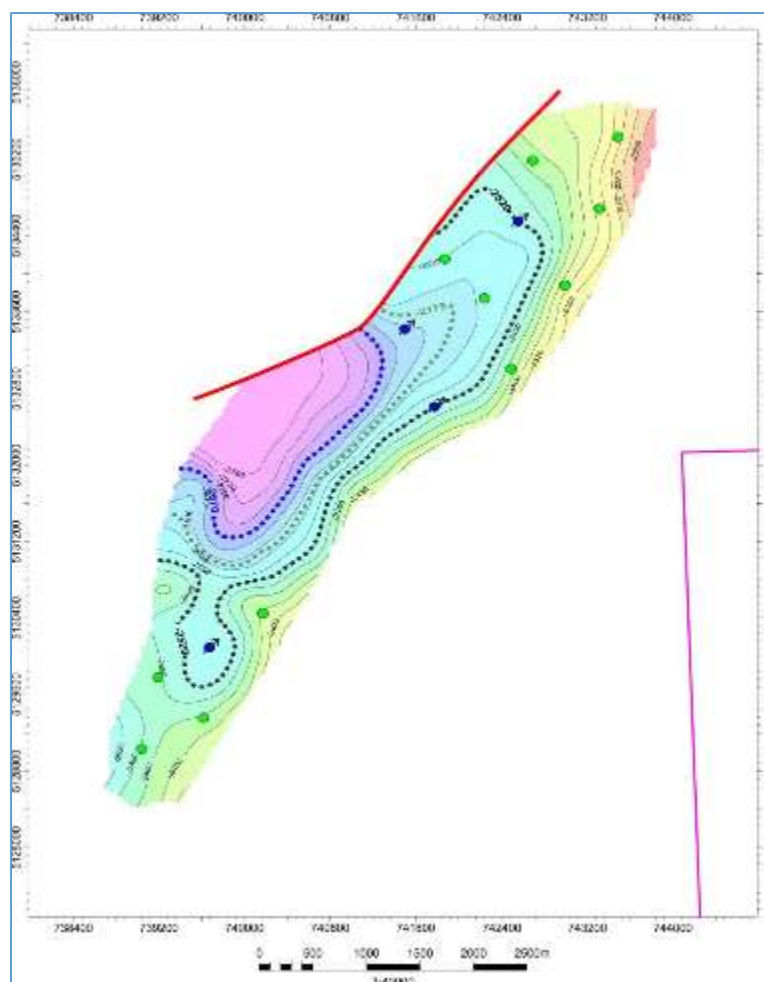


Рис. 4.2.20. Структура Каракыз Западный по ОГ V₁

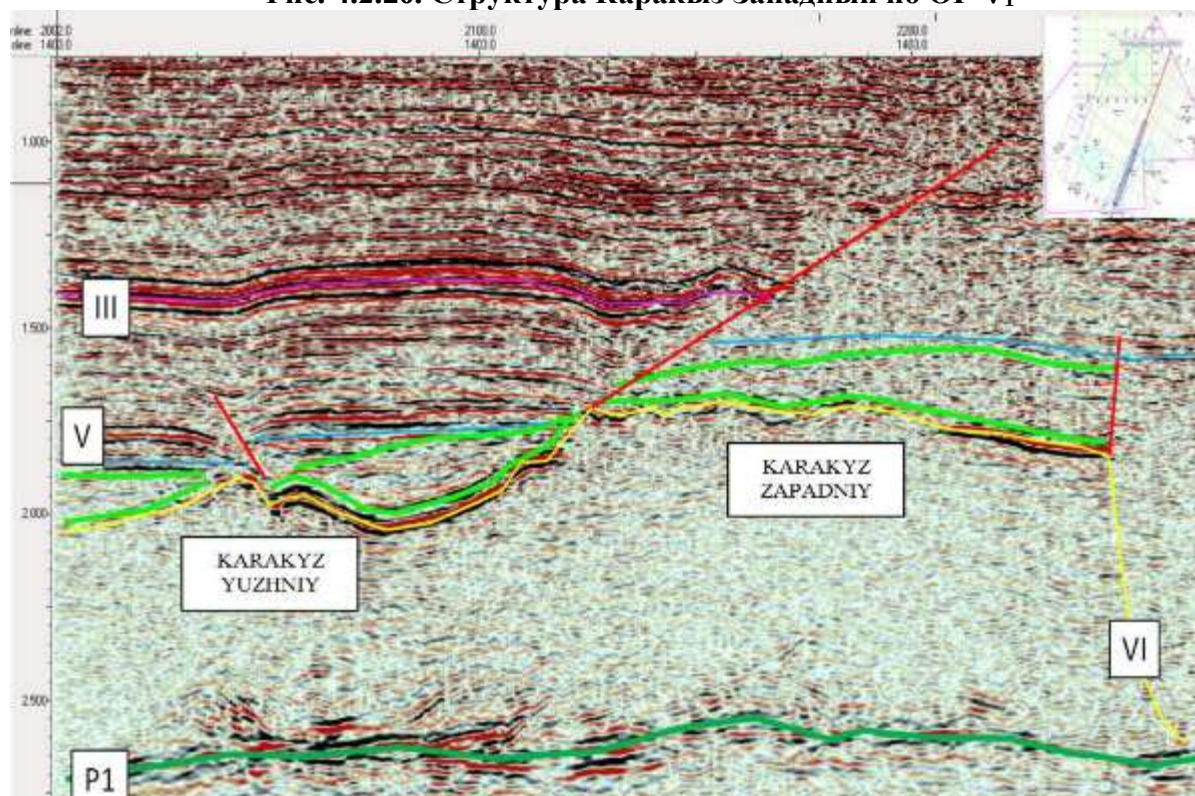


Рис. 4.2.21. Временной разрез XL2100 через структуры Каракыз Южный и Каракыз Западный.

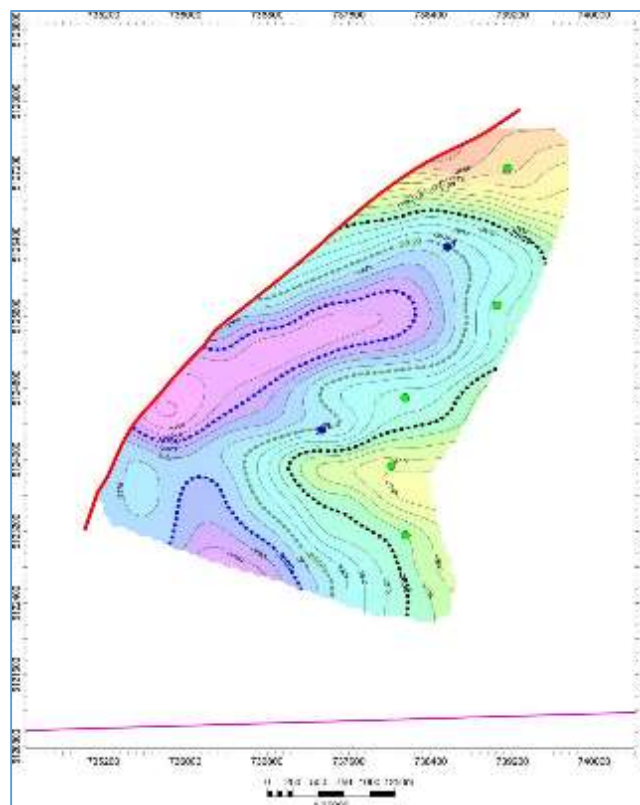


Рис. 4.2.22. Структура Каракыз Южный по ОГ V₁

Структура Каракыз Южный расположена на более низкой гипсометрической отметке чем поднятие Каракыз Западный, она разделена мульдой на два полу свода, примыкающие к соляному выступу с северо-востока, востока и юго-востока и юго-запада и ограничена тектоническим разломом северо-восточного простирания с северо-запада. Северный полу свод замыкается изогипсой минус 2850м. Абсолютная отметка в наиболее приподнятой части минус 2625м. В пределах юго-восточного полу свода абсолютная отметка в своде минус 2750 (рис.4.2.22). Размеры северного полу свода- 1,2х1,7 км², южного-0,6х1,0км².

Структура Корпеш Восточный (Кокмай Юго-Западный) расположена в юго-восточной части контрактной территории, имеет подковообразную форму и ограничивается соляными выступами с запада, юго-запада, юго-востока и в центральной части и частично тектоническими нарушениями с севера и в центральной части. Абсолютная отметка в своде минус 2580м. Размеры структуры по замкнутой изогипсе минус 2700м – 1,00,74км² (рис. 4.2.23, 4.2.24).

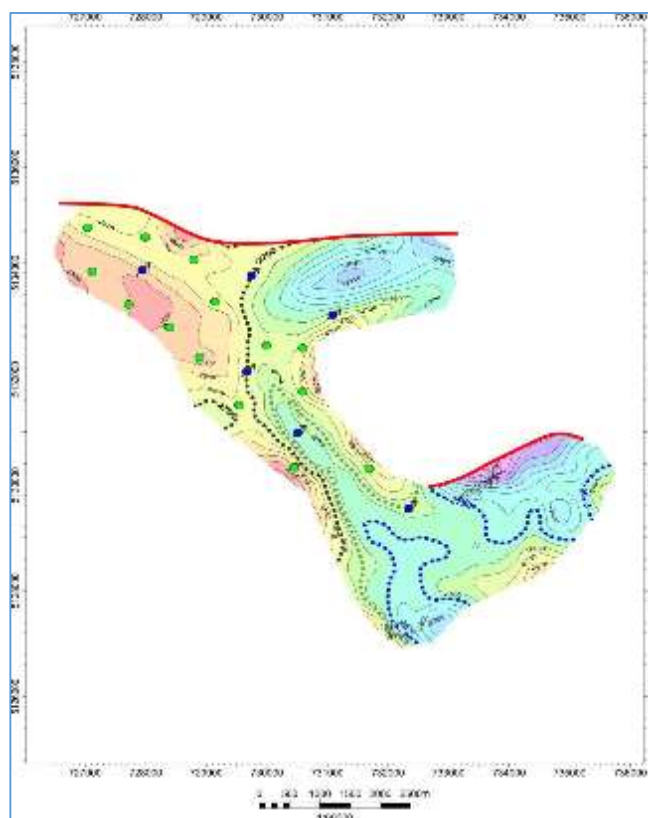


Рис. 4.2.23. Структура Корпеш Восточный по ОГ V₁

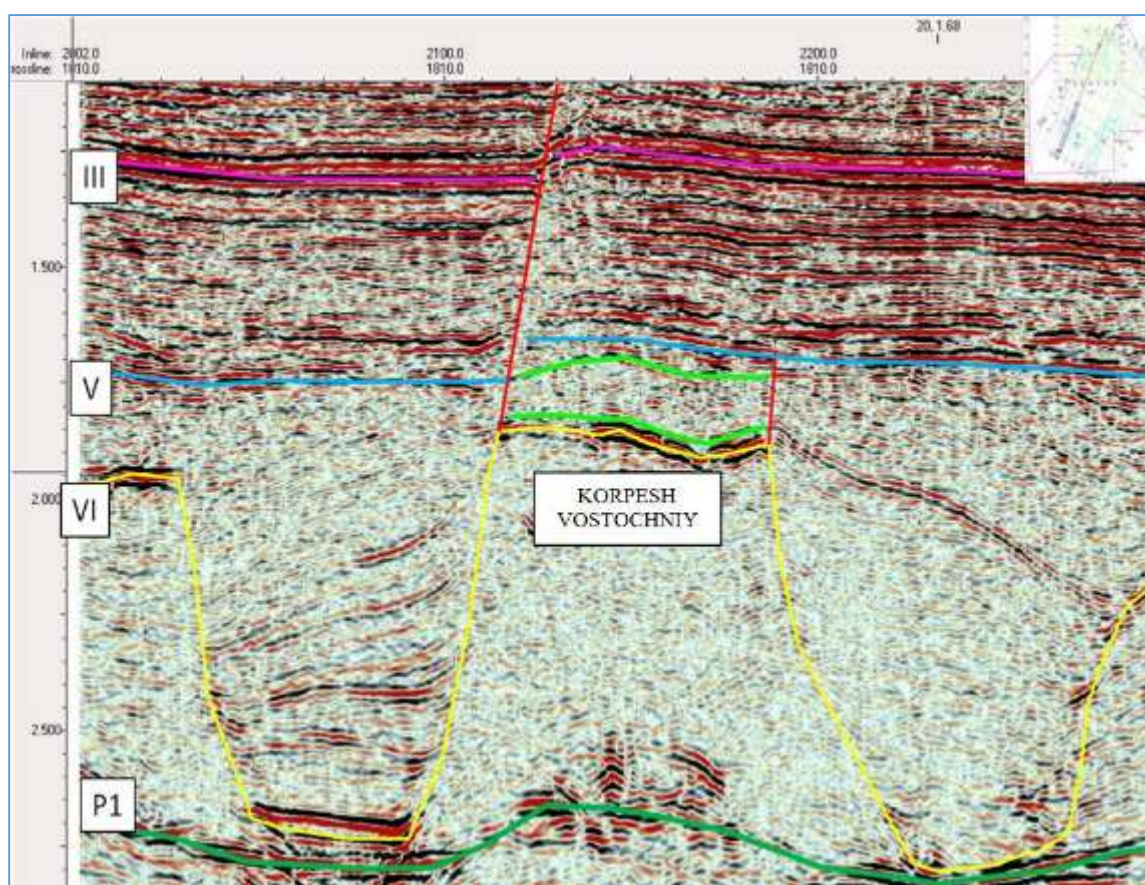


Рис.4.2.24.Временной разрез XL1810 через структуру Корпеш Восточный.

По III отражающему горизонту структуры имеют унаследованное строение, но ограничены тектоническими нарушениями.

4.3 Нефтегазоносность

Особенности геологического развития исследуемого региона позволяют отметить их определяющее влияние на формирование зон нефтегазонакопления и входящих в них месторождений. Так, эволюция Южно-Эмбинского авлакогена предопределила высокий нефтегазоносный потенциал юго-восточного борта Прикаспийского бассейна, создавая благоприятные факторы рифтогенного механизма нефтегазообразования (высокие темпы седиментации при значительном количестве органического вещества обусловили большие мощности отложений за сравнительно короткий в геологическом масштабе промежуток времени, что вызвало быстрое захоронение органического вещества и его надежную консервацию; относительно высокая прогретость недр создавала благоприятные условия для преобразования органического вещества в углеводороды, причем практически вся площадь рифта отвечала автономному очагу нефтегазообразования; участки высокой проницаемости литосферы в виде зон тектонических нарушений, ограничивающих рифты и сопряженные с ними разломы, трещины, выступали в качестве прекрасных путей миграции углеводородов; близкое взаимное расположение очагов нефтегазообразования и зон аккумуляции снизило миграционные потери; наличие региональной соленосной покрывки и перерывов в осадконакоплении). Нефтегазовые месторождения установлены как в контуре инверсионного Южно-Эмбинского поднятия (Равнинное, Тортай), так и в непосредственной близости от него (Тенгиз, Королевское, Кашаган, Ансаган и др.). Исходя из особенностей развития осадочного комплекса в соответствии с лито-стратиграфическими комплексами выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК):

1. Девонско-нижнетурнейский
2. Верхнетурнейско-нижневизейский
3. Верхневизейско-башкирский
4. Московско-верхнекаменноугольный
5. Ассельско-сакмарский
6. Артинский
7. Верхнепермско-триасовый
8. Юрско-меловой

Следует отметить, что нефтегазоносный комплекс в нашем понимании включает продуктивную часть, охватывающую ряд нефтегазоносных горизонтов, и региональную покрывку. Региональными покрывками в пределах рассматриваемой территории являются для палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна – соленосная толща кунгурского яруса

нижней перми, для верхнепермско-триасового комплекса – глинистая толща нижней юры.

Рассмотрим нефтегазоносные комплексы:

- ***Девонско-нижнетурнейский НГК***

В пределах исследуемого региона выделяются:

- Кашаган-Тенгизский карбонатный НГК;
- Южно-Эмбинский терригенный НГК;

В формировании Кашаган-Тенгизской карбонатной платформы важную роль сыграл основной генерационный эйфельско-раннефранский комплекс, на котором развивались крупнейшие по размерам локальные структуры тектоно-седиментационного типа (Тенгиз, Королевское, Кашаган, Ансаган и др.), зародившиеся в среднем девоне и достаточно интенсивно развивавшиеся в унаследованном режиме до кунгурского времени.

Девонско-нижнетурнейский НГК вскрыт в скважинах 10, Тенгиз, 3,5, Каратон, Тажигали, Ансаган.

Тенгизское месторождение приурочено к карбонатным отложениям верхнедевонско-каменноугольного возраста. Наиболее изученным в отношении продуктивности является разрез башкирско-серпуховско-окских отложений (I объект), наименее изучены – девонские отложения (III объект). Продуктивен весь вскрытый подсолевой разрез (до глубины 5450 м), сложенный карбонатными фациями в стратиграфическом диапазоне от верхнего девона до башкирского яруса среднего карбона. Залежь массивного типа. Покрышкой служат карбонатно-глинистые отложения артинского возраста и гидрохимические отложения кунгура. Дебиты нефти на месторождении достигают нескольких сотен м³/сут, нефть легкоподвижная, плотность равна 0,791 г/см³. Содержание сероводорода около 13%. Содержание газа -0,79%. Газ включает метана 70,21 %, этана – 10,54 %, пропана – 7,45 %, серы – 19,8%.

Контрактная территория в региональном плане является областью переходной зоны вдоль восточной границы известных карбонатных построек: Южная, Тенгиз, Тажигали. А в локальном плане в пределах исследуемого участка выделяются органогенные каменноугольные постройки на выдвинутой на восток верхнедевонско-турнейской карбонатной платформе (Жолдаскали), расположенной рядом с девонской структурой Ансаган.

Структура Ансаган была выявлена в 1991 году сейсморазведкой к востоку от месторождения Тенгиз. Структура находится между Тенгизом и Жолдаскали. Дополнительные сейсмические исследования 2D были проведены в 2000 и 2001 гг. Они показали, что Ансаганская карбонатная постройка является продолжением Тенгизской верхнедевонской карбонатной платформы. Однако ниже-средне-каменноугольная карбонатная толща на Ансагане (и на севере на Каратоне) отсутствует. В 2003 году «Тенгизшевройл» провел сейсморазведку 3D, а в 2006 году пробурил скважину «Ансаган-1» глубиной 6200 метров.

В скважине Ансаган-1 получен приток углеводородов из карбонатных отложений верхнего девона. Кровля карбонатов фаменского яруса вскрыта на глубине 5447м. Основываясь на петрофизической оценке, выявлено несколько зон коллекторов с различной пористостью от 1% до 10%. В результате перфорации интервалов 5598-5608 и 5586-5596м и интенсификации притока (НСИ) получен приток углеводородов. Дебит углеводородного флюида составляет порядка 300-350 т/сут. По данным анализа глубинных проб флюид является газоконденсатом с удельным весом 0,5 г/м³. Удельный вес поверхностной дегазированной пробы составляет 0,78 г/м³ (50 АНИ). Содержание H₂S от 4 до 5% в газовой фазе. Пластовое давление 896 бар. Давление насыщения 358 бар, указывает на высокую степень недонасыщения. Пластовая температура 130°C. В 2015 году ТОО «Алмэкс Плюс» пробурены оконтуривающие скважины Ансаган-2, Ансаган-3 и Ансаган-4, в которых получены притоки газа и конденсата, дебитами до 725,8м³/сут и 391,6 м³/сут, соответственно.

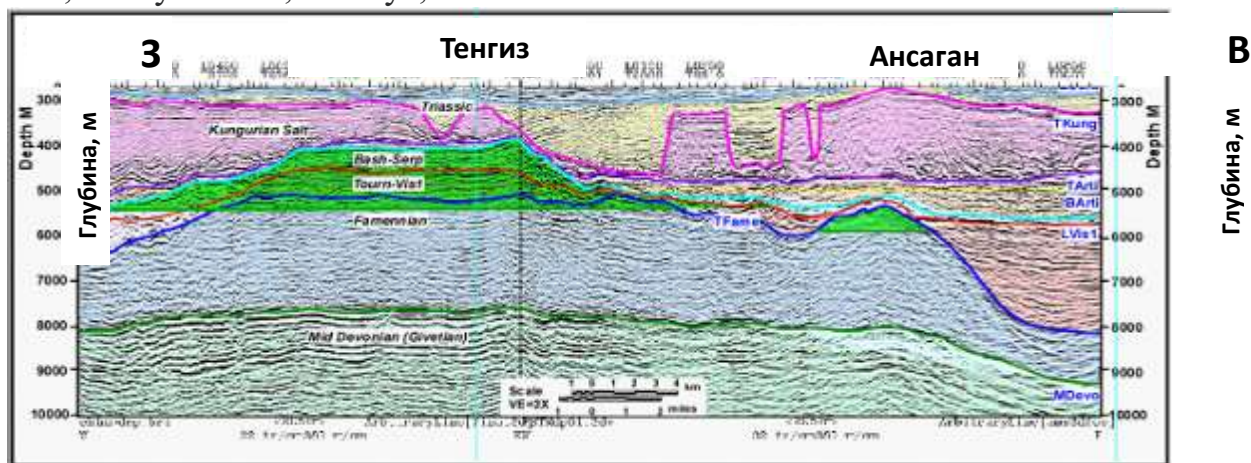


Рис.4.3.1. Сейсмический профиль через структуры Тенгиз-Ансаган

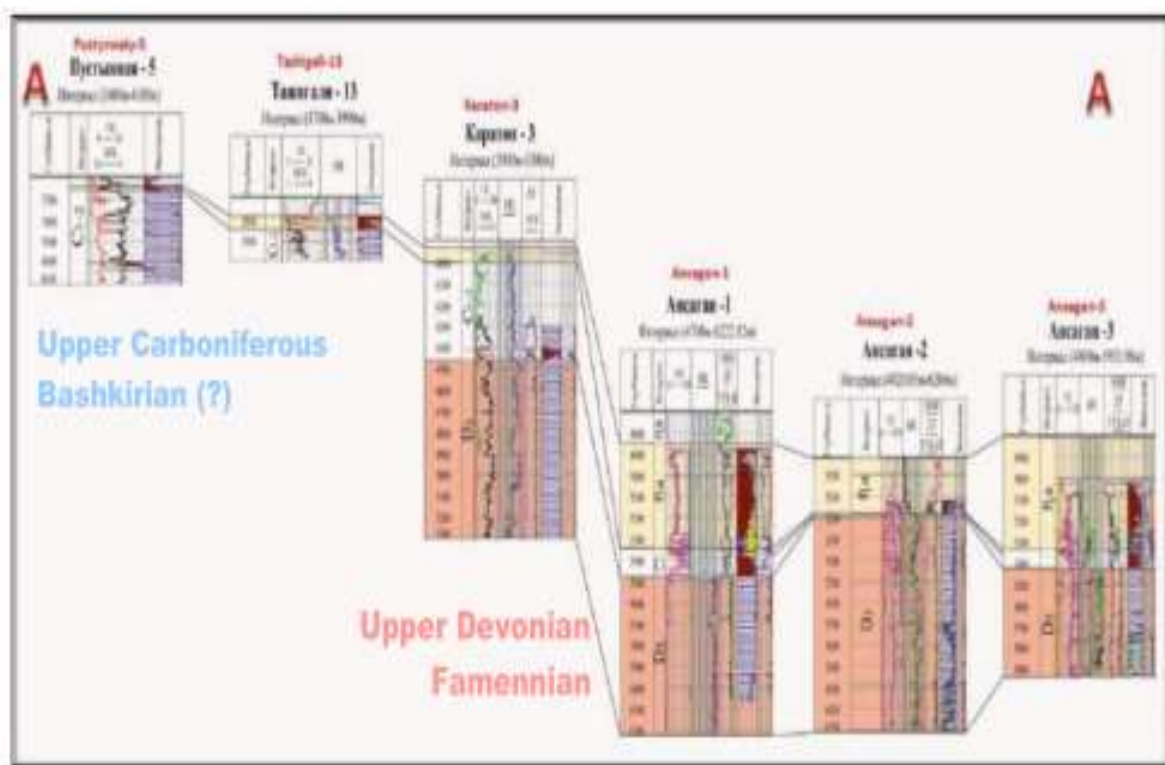


Рис. 4.3.2. Корреляционная схема девонско-каменноугольных отложений структур Пустынная-Тажигали-Каратон-Ансаган

На Тажигалинском поднятии из известняков турнейского яруса получены притоки газа и нефти. Дебиты достигали соответственно 600 тыс. м³/сут и 50-70 т/сут.

В Южно-Эмбинской зоне из фаменских терригенных отложений были получены притоки густой нефти дебитом 0,1-0,3 м³/сут на площади Жанасу в скважине 11, на Северном Мынсуалмасе в скважине П-3 получен фильтрат с пленкой нефти.



Рис.4.3.3. Перспективные объекты относительно выявленных месторождений девонско-нижнетурнейского НГК по данным RES.

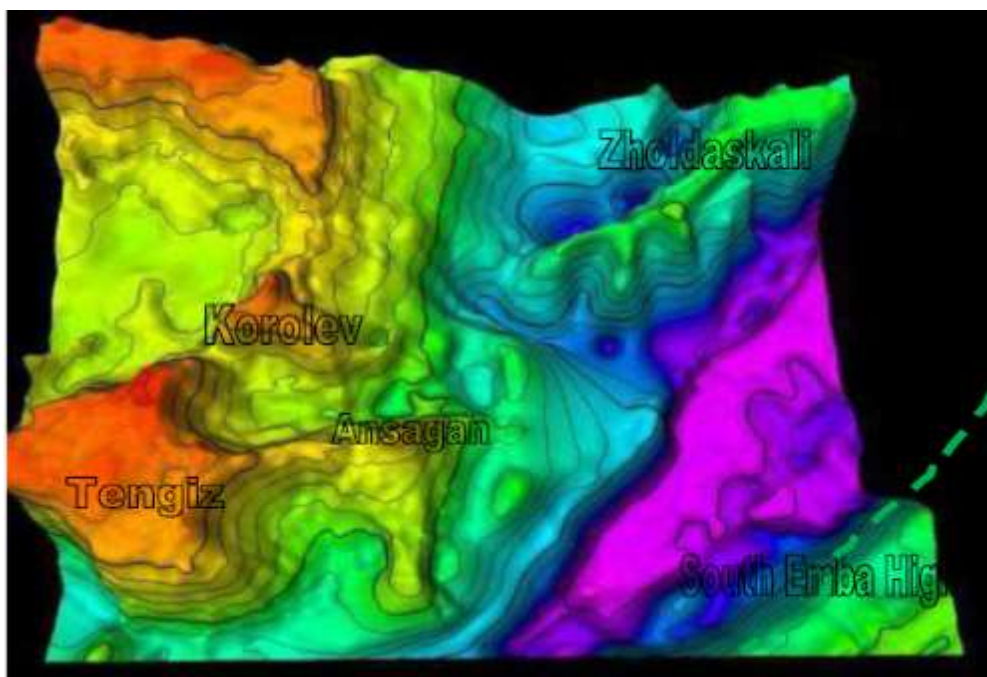


Рис.4.3.4.Местоположение структуры Жолдаскали относительно месторождений Тенгиз, Королевское, Ансаган

Верхнетурнейско-нижневизейский НГК

Данный НГК развит в пределах Кашаган-Тенгизской карбонатной платформы, Южно-Эмбинской зоны, внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна.

На Тенгизе в скважине 17 из интервала 4882-5100м получен приток нефти дебитом 63,8-133,1 м³/сут, в скважине 41 из интервала 4625-5000м – 36-45,6 м³/сут нефти и 16,0-20,2 тыс.м³/сут газа, в скважине 44 из интервала 4386-4690м – 136-453 м³/сут нефти и 56,5-221,5 тыс.м³/сут газа, в скважине 6 из интервала 4320-4625м – 141-410 м³/сут нефти и 67-194,8 тыс.м³/сут.

В Южно-Эмбинской зоне на Торесае в скважине Г-3 наблюдались нефтегазопроявления и выделения горючего газа из терригенных отложений.

Во внутренней зоне юго-восточного борта на Тортае из скважины П-1 был получен приток нефти, из скважины Г-2 в интервале 3115-3145 м наблюдались притоки нефти дебитом 30,5 м³/сут и газа дебитом 950 тыс.м³/сут.

Всего на месторождении Тортай в отложениях нижнего визе обнаружено 4 нефтегазоносных горизонта. Нефтесодержащие терригенные пласты-коллекторы характеризуются небольшой мощностью. Большинство из выявленных залежей литологически экранированные.

Верхневизейско-башикирский НГК

Развит на Кашаган-Тенгизской и Южно-Эмбинской карбонатных платформах, внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна.

На Тенгизе в скважине 1 из интервала 4054-4081 м был получен фонтан нефти дебитом более 430 м³/сут, в скважине 5 из интервала 4056-4160 м –

нефть дебитом 42,2-39,75 м³/сут, в скважине 9 из интервала 3823-4026 м – дебит нефти составил 133-516 м³/сут и дебит газа – 58,5-220,4 тыс.м³/сут, в скважине 11 из интервала 4064,6-4171 м – нефть дебитом 146-516 м³/сут.

На Королевском месторождении залежь выявлена на глубине 3885 м в карбонатных породах. Причем толщина нефтенасыщенных пород составила 1058 м.

На Западном и Восточном Кашагане по предварительным данным большая часть нефти скопилась в верхневизейско-башкирских отложениях.

Южно-Эмбинская карбонатная платформа, сформировавшаяся в пределах инверсионного одноименного поднятия, резко отличается от Кашаган-Тенгизской платформы существенно иным составом предполагаемого главного продуцирующего комплекса средне-поздне-девонского возраста, представленного здесь терригенными грубообломочными образованиями большой мощности. Также неблагоприятное влияние оказали близость источников сноса, снижавших скорость карбонатакопления, тектоническая нарушенность, более худшие экранирующие свойства перекрывающих комплексов, отсутствие соленосной региональной покрывки. Вследствие вышеназванных причин не выявлено крупных месторождений в пределах Южно-Эмбинской карбонатной платформы. Так, нефтепроявления в прибрежной зоне отмечались на площадях Южно-Молодежная и Сарыкум. На площади Торесай признаки нефтегазоносности наблюдались в скважине Г-3, где при опробовании интервала 3130-3164 м было отмечено выделение горючего газа, а в известняках окского надгоризонта в интервалах 2920-2923 м, 3046-3051 м, 3124-3126 м и 3129-3133м наблюдались тончайшие трещины, заполненные битумом.

В юго-восточной части в мелководно-морской зоне на площади Тортай в скважине 14 из интервала 2886-2892 м получены пульсирующие притоки нефти дебитом 24-25 м³/сут. На площади Улькентобе Юго-Западный в скв. П-2 при забое 5140 м из верхневизейских отложений получен аварийный фонтан нефти дебитом 70 м³/сут.

Московско-верхнекаменноугольный НГК

Данный комплекс пород продуктивен только во внутренней части юго-восточного борта Прикаспийского бассейна.

В мелководно-морской зоне на площади Маткен в скважине Г-16 из интервалов 5207-5214 и 5158-5165м получены слабые притоки нефти и газа. На месторождении Равнинное в терригенно-карбонатной толще выделено два (I и II) нефтяных горизонта в верхнем и среднем карбоне. Так, в скважине Г-3 из интервалов 3282-3291 и 3260-3266 м были получены притоки воды с пленками нефти, а в скважине Г-8 в интервале 3230-3296 м отмечен приток нефти и газа дебитом 26 м³/сут. На площади Ушмола в скважине Г-12 в интервале 4916-4930 м наблюдался перелив воды с пленками нефти, в скважине Г-10 в интервале 4689-4690 м отмечалось увеличение содержания газов в промывочной жидкости.

Ассельско-сакмарский НГК

Нефтегазоносность данного комплекса связана с карбонатами Южно-Эмбинской карбонатной платформы и внутренней бортовой зоны юго-востока Прикаспия. На месторождении Сазтобе Восточный, расположенном в зоне сочленения Прикаспийского бассейна и Северного Устья выявлена газонефтяная залежь в ассельско-сакмарских отложениях на глубине 3754,5 м (дебит нефти 24 м³/сут.). Высокодебитная залежь газа с конденсатом вскрыта на площади Сазтобе в скважине П-1 в интервале 4276-4304 м (с дебитом 1100-9200 м³/сут) и 4158-4185м (с дебитом 2940-4200 м³/сут).

Положительной предпосылкой нефтегазоносности подсолевого палеозоя является получение промышленного притока нефти в скважине 2 на площади Сазтобе, где из интервалов 3751-3760 м и 3765-3768м получен приток нефти дебитом 28 м³/сут и газа дебитом 47 тыс.м³/сут.

На площади Елемес в скважине 1 с глубины 3945 м получен приток нефти с газом, дебит нефти достигал 300 м³/сут, газа – 20600 м³/сут. На площади Айыршагыл в скважине 1 были отмечены обильные нефтепроявления на глубине 3935м.

Артинский НГК

Нефтегазоносность артинских отложений связана с карбонатами и русловыми промоинами и конусами выноса. Залежи нефти отмечены на площадях В.Мунайбай, Тортай, Шолькара, Уртатау-Сарыбулак. В скважине Г-3 (площади Шолькара) в интервале 3508-3528 м получен приток нефти дебитом 8-16 м³/сут, а в интервалах 3513-3517 м и 3561-3591 м отмечены примазки нефти. Породами-коллекторами являются гравелиты и конгломераты с песчаным заполнением. В мелководно-морской зоне на площади Кумшеты в процессе бурения скважины П-6 на глубине 4558м зафиксировано сильное газонефтепроявление. В южной части Кашаган-Тенгизской зоны на площади Северный Колтык в процессе бурения скважины 1 в интервале 4274-4276 м отмечены обильные нефтегазопроявления.

Залежи нефти, газа и конденсата выявлены в юго-западной части Южно-Эмбинского палеозойского поднятия на структуре Толкын, на месторождении продуктивные горизонты обнаружены в доломитах и биогермных известняках ассельского и артинского возраста. Структура сбросами разбита на блоки. В карбонатном разрезе месторождения Толкын выделены две карбонатные толщи, разделяющиеся глинистыми прослойками. С нижней карбонатной толщей ассельского возраста связана нефтяная залежь, а с верхнеартинской-газоконденсатная. Тип залежи-пластовый, тектонически экранированный. Пористость пород-коллекторов верхней карбонатной толщи колеблется от 6,0 до 23% (в среднем-12%), нижней карбонатной толщи –от 6,0 до 15% (в среднем-9,0%). Покрышками для залежей служат глинистые породы триаса и пермтриаса.

Верхнепермско-триасовый НГК

На Прорвинской группе месторождений выявлены залежи в верхнетриасовых отложениях. Так, на месторождении Западная Прорва в триасе выделяется три продуктивных горизонта, залегающих в интервале 3109-3308 м, сложенных терригенными породами. Начальные дебиты нефти составили 11-144,4 м³/сут., дебиты газа – 18,1 тыс.-85 тыс м³/сут. На месторождении Центральная и Восточная Прорва продуктивные триасовые горизонты залегают на глубинах 3104-3337 м. Начальные дебиты нефти составили 20,7-77,5 м³/сут.

На месторождении Кокарна Восточная в триасе выявлено два продуктивных горизонта, залегающих на глубине 2346-2603 м. Начальный дебит нефти составил 115 м³/сут.

На Южной Эмбе на месторождении Кулсары в скв.410 из пород татарского яруса получен небольшой приток газа и встречены пески, насыщенные нефтью. Из подкарнизной части пермотриасовой толщи получен приток нефти на месторождении Доссор (участок Доссор Юго-Западный). К сожалению, из-за плохой стратиграфической изученности пермотриасовой толщи, не установлен геологический возраст продуктивных горизонтов на месторождениях Матин, Караган, Искине, Косшагыл, Макат, Макат Восточный, Сагиз. Существует мнение, что залежи этих месторождений приурочены к нижнетриасовому комплексу пород. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов изменяются в больших пределах: пористость-от 0,16 до 0,23 (в среднем 0,18), проницаемость от 0,001 до 0,6778мкм² (в среднем 0,05мкм²).

Залежи нефти в триасе установлены в Южно-Эмбинском, Северо-Эмбинском районах, Приморской зоне. Как отмечалось, условия залегания нефтяных горизонтов триаса разнообразны. По своему типу ловушки - разнообразные: структурные пластовые, тектонически-, литологически -и стратиграфически экранированные. В Центральной и Южной Эмбе залежи нефти в нижнетриасовых отложениях разведаны на структурах Кожа Южный, Кемерколь, Жоламанов (Орысказган), Биикжал, Бесболек, Кокарна, Макат Восточный, Дангар, Карашунгул. В Сагизском нефтегазоносном районе в последние годы выявлено месторождение Бесшоки Южный, где на южном крыле структуры в нижнетриасовых отложениях выявлено четыре нефтеносных горизонта: Т-I, II, III, IV. Месторождение Бесшоки Южный приурочено к надсолевой структуре, осложняющей соляной перешеек, соединяющий купола Ащиколь, Бесшоки, Дулат. В плане структура представляет собой двухкрылую антиклиналь субширотного простирания. Продуктивные горизонты выявлены на южном крыле, разбитом сбросами на блоки. Глубина залегания нефтяных горизонтов от 1917 до 2350м. Нефть по составу легкая. Пористость пород-коллекторов изменяется от 0,11 до 0,17. Тип коллектора - поровый и реже - порово-трещинный. Два продуктивных горизонта (Т- I, II) выявлены в нижнетриасовых отложениях на площади Саркумак Восточный. Нефтенасыщенная толщина каждого в среднем составляет 2,35м. Со среднетриасовыми отложениями связаны залежи на

месторождениях Котыртас Сев., Ескене, Масабай, Сагиз, Кемерколь-Кожа Южный и др. Из всех месторождений наиболее продуктивный участок Котыртас Сев. месторождения Кенбай, где в этих породах выделено 6 горизонтов – три нефтяных и два газонефтяных. Подобный «структурно-седиментационный» тип ловушки в среднетриасовых отложениях выявлен в надкарнизной части соляного массива Новобогатинск Юго-Восточный. Коллекторы среднетриасовых отложений связаны с терригенными отложениями-песчаниками, алевролитами, песчанистыми глинами (котыртасская свита), песками и песчаниками (жолдыбайская и орысказганская свиты). Тип коллектора-поровый и трещинно-поровый, пористость изменяется от 18,5 до 30%. Вблизи тектонических нарушений глины иногда имеют проницаемость $20 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, достаточную, для отнесения их к коллекторам.

Юрско-меловой нефтегазоносный комплекс(Ж-К) является одним из основных нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. Нефтяные и нефтегазовые горизонты выявлены во всей толще. В хорошо проницаемых коллекторах нижней юры в Южно-Эмбинском районе отмечены, преимущественно, примазки нефти, что объясняется активностью подземных вод и отсутствием надежных покрышек. Лишь на площадях Адайский, Дараймола, Сарыкумак Восточный, Каганай в этих породах встречены ограниченные по запасам продуктивные горизонты. С отложениями средней юры связаны основные месторождения, находящиеся в разработке. На юге Прикаспийской впадины сосредоточено около 50 месторождений, где нефтегазовые горизонты находятся в среднеюрской толще. Среди них открытые в последние годы в Северной-Центральной Эмбе небольшие залежи на структурах Шокат, Ащиколь, Ащиколь Юж., Таскудук, Таскудук Зап., Дулат, Саркумак Вост., Орысказган Южный, Кардасын Сев., Каганай. Коллекторами служат пески, песчаники и алевролиты.

Верхнеюрские отложения наиболее продуктивны в Прорвинской зоне, где выявлено восемь нефтегазовых, 3 газовых и 2 нефтяных горизонтов. На Южной Эмбе в нижневолжском ярусе на ряде структур встречены признаки нефтеносности, на месторождениях Кульсары и Сагиз обнаружены два нефтяных горизонта. На месторождении Боранколь в келловейских отложениях обнаружен один нефтяной горизонт. В междуречье Урал-Волга горизонты нефти в отложениях верхней юры открыты на структурах Черная речка, Новобогатинское, Октябрьское.

В нижнемеловом терригенном комплексе выделяются апт-неокомский, альб-сеноманский и валанжинский подкомплексы. Апт-неокомский объединяет готеривский, барремский и аптский горизонты. Запасы нефти апт-неокомского подкомплекса в пределах Южной Эмбы аналогичны запасам среднеюрских пород. Коллекторами нефтегазоносных залежей служат песчаники, пески и алевролиты. Региональной покрышкой для данного подкомплекса является глинистая толща аптского возраста, которая вместе с перекрывающими ее глинами нижнего альба образует в надсолевом

разрезе второй (после верхнеюрско-готеривского) надежный экран для углеводородов. Альб-сеноманский подкомплекс сложен преимущественно песками и песчаниками с прослоями глин. В целом представляет собой мощный резервуар, ограниченный снизу аптскими и нижнеальбскими глинами, а сверху перекрыты карбонатной толщей верхнего мела. Покрышкой для альб-сеноманских горизонтов служат глины и карбонаты верхнего мела.

Валанжинский подкомплекс развит не повсеместно, лишь на юге Прикаспийской впадины он проявляется спорадически. Литологически он сложен карбонатно-глинистыми отложениями. На ряде структур валанжинские отложения существуют, но залежи нефти выявлены только на месторождениях Сазанкурак и Кисимбай. Пористость пород-коллекторов валанжинского подкомплекса составляет 0,26-0,32, проницаемость в среднем составляет 0,900 мкм².

Верхнемеловой карбонатный нефтегазоносный комплекс представлен известняками, мергелями, глинами и псчим мелом сеноманского и сантонского ярусов. В разрезе верхнего мела значительные залежи нефти и газа выявлены только в Южно-Эмбинском районе. Для верхнемелового комплекса этого района характерно наличие многочисленных нефтепроявлений в виде примазок нефти и пропитанности пород. На площадях Кошкар Южный, Доссор, Байшонас, Пустынный, Теренозек, Теренозек Западный, Караарна, Тажигали, Королевское, Карсак, Прибрежное выявлены залежи окисленной нефти. Тип коллектора-поровый и порово-трещинный. Пористость пород-коллекторов составляет 0,22-0,31, проницаемость- 0,11-1,25 мкм². Покрышкой данного нефтегазоносного комплекса служат известково-глинистые образования верхнего мела и глинистые породы.

Рассматриваемый контрактный участок расположен в пределах известного Южно-Эмбинского нефтегазоносного района. Залежи нефти и газа здесь выявлены как в подсолевых, так и в надсолевых отложениях (рис.4.3.5.).

Непосредственно в пределы участка включена часть купола Карашунгыл, на котором в 1899 году было обнаружено самое первое в Казахстане одноименное нефтяное месторождение. Основные залежи здесь установлены в триасовых отложениях. Залежи располагаются в пределах центрального горста, а также в присводовой части юго-западного крыла. Месторождение является забалансовым.

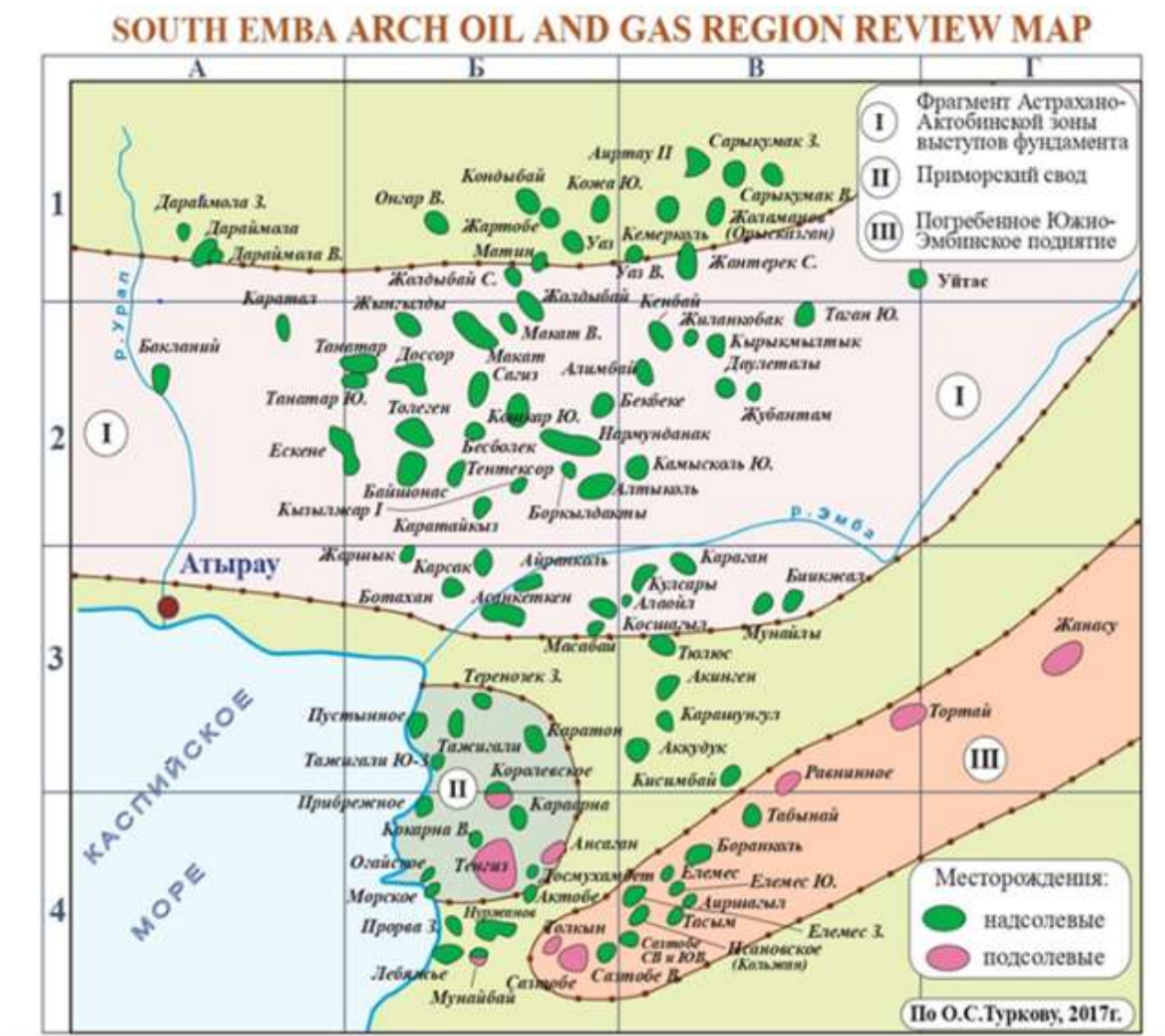


Рис.4.3.5. Обзорная карта Южно -Эмбинского НГР

Одним из основных перспективных направлений поисков углеводородов на контрактной территории являются триасовые отложения и возможно юрские.

Пермотриасовый нефтегазоносный комплекс выделяется по всей внутренней зоне Прикаспийской впадины. Выявленные залежи хоть и невелики по запасам (Кульсары, Косшагыл, Нуржанов и т. д.), но обладают исключительно высокими коллекторскими свойствами, водонапорным режимом и высокими коэффициентами нефтеотдачи. В разрезе пермотриаса распространены песчано-глинистый и песчано-глинисто-известняковый комплексы отложений.

Гидродинамические условия и геохимическая обстановка в этой зоне весьма благоприятны для активной аккумуляции углеводородов. Район характеризуется замедленным водообменом, здесь содержатся крепкие рассолы хлоркальциевого типа с повышенным содержанием йода, брома и

растворенной органики, состав воднорастворенных газов азотно-метановый с повышенным содержанием тяжелых углеводородов.

Размещение нефтяных залежей различно. Они, в основном, приурочены к сводовой части куполов на приподнятых (Косчагыл, Масабай, Нуржанов) и опущенных крыльях (Кульсары, Карашунгул). Большинство залежей Южно-Эмбинского района экранированы склоном соляного ядра (Кульсары, Косчагыл) или тектоническими нарушениями (Масабай, Боранколь, Кокарна Восточная, Нуржанов).

Для верхней перми и триаса Эмбинской нефтеносной области характерно зональное изменение состава и свойств нефтей. По углеводородному составу встречаются нефти нафтенового, метано-нафтенового и нафтенно-метанового типов. Удельный вес нефтей колеблется от 776 до 890 кг/м³, встречаются и более тяжелые – 902-957 кг/м³. На месторождениях Кокарна Восточная, Нуржанов нефти плотные, высокосмолистые, сернистые, парафинистые, содержание в них бензиново-лигроиновых фракций незначительно. Четкой зависимости изменения состава нефтей от глубины не наблюдается. Так, наиболее легкая нефть (822,2-829,3 кг/м³) установлена на Прорве Западная в верхнем триасе на глубине 3132-3168 м и в этих же отложениях на глубине 3203-3404 м залегают тяжелые нефти (888,9-899,5 кг/м³). На месторождении Нуржанов на значительной глубине (3060-3137 м) в верхнем триасе встречена тяжелая нефть (894,9 кг/м³), а на меньших глубинах того же стратиграфического комплекса на Масабай (1820-1946 м) и Кокарна Восточный (2636-2661 м) нефти более легкие (836,6-855,1 кг/м³). Вероятно, на формирование состава нефтей оказывало влияние не только глубина залегания горизонтов, но также приуроченность их к определенным литологическим пачкам, наличие внутриформационных размылов, а также степень изоляции от внешних факторов, связанных со сбросовыми нарушениями.

Ниже приводится краткое описание месторождений в надсолевых отложениях, аналоги которых прогнозируются на исследуемой территории.

Газонефтяное месторождение Кульсары тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. Нефтеносны нижнемеловые, верхне-среднеюрские и пермотриасовые отложения, где выделяется 21 продуктивный горизонт. Продуктивные горизонты в нижнем мелу залегают на глубинах 152-382м, в юре-190-1265м, в пермотриасе – 1149-1256м. Залежи пластовые тектонически экранированные и пластовые литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина нижнемеловых горизонтов 6,5-13,5м, юрских-3-14м, пермотриасовых – 6,5-31м. Газонасыщенная толщина юрских залежей 2-6,8м, пермотриасовых- 4,2-19м. Открытая пористость коллекторов нижнемеловых горизонтов 30%, юрских-18,5-26%, пермотриасовых – 24,7-26%., проницаемость, соответственно, 0,387-1,1мкм², 0,0049-0,45 мкм², 0,063-0,687мкм². Коэффициенты нефтенасыщенности 0,7-0,8, газонасыщенности 0,7. Начальные дебиты нефти

0,3-36м³/сут. Начальный газовый фактор 13-306м³/т. Начальное пластовое давление 1,8-15Мпа, температура 16-53оС.

Плотность нефти 785-919кг/м³. Нефти малосернистые 0,02-0,35%, содержат парафин 0,57-2,0%. Состав газа: метан 32,5-83,7%, этан 2,3-23,4%, пропан 2,3-23,6%, изобутан 10,3%, н-бутан 10,1%, азот и редкие 3,4%, углекислота 0,8-5,8%. Пластовые воды хлор-кальциевые, с плотностью 1075-1146кг/м³ и минерализацией 112,8-22,3г/л.

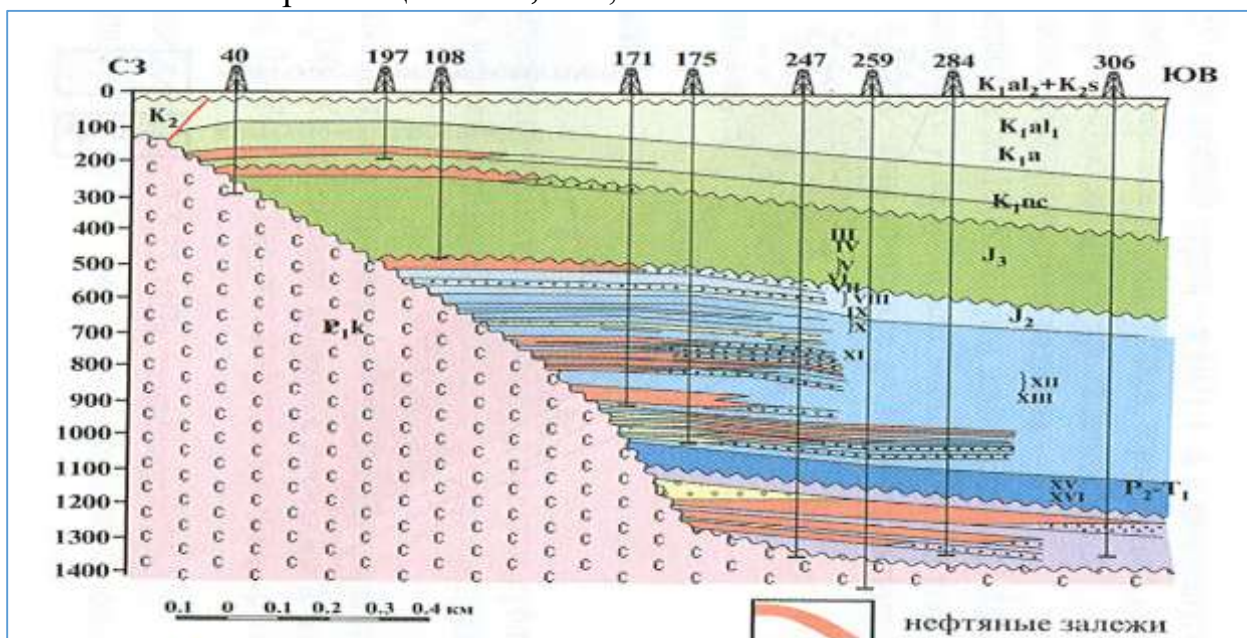


Рис.4.3.6. Месторождение Кульсары

Месторождение Западная Прорва (рисунок 4.3.7) приурочено к солянокупольной структуре и представлено 9 продуктивными горизонтами: в келловее – VIII - газоконденсатный, газонефтяной, газовый; в средней юре - IX – газоконденсатный; в триасе II-T, III-T и VI-T – газонефтяные.

Юрские продуктивные горизонты залегают на глубинах 2179-2320 м, триасовые на 3109-3308 м. Высота нефтяной части залежей в юрской толще 10-28 м, в триасе 36-73 м, газовой части, соответственно 23-56 м, ВНК отбивается на отметках 2295-2381 м в юрских залежах, 3168-3404 м в триасовых. ГВК юрских горизонтов залегают на абсолютных отметках – 2238-2363 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные, пластовые, литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 14-19%, проницаемость 0,015-0,603 мкм². Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 3-9 м, триасовых 7-11 м, газонасыщенная, соответственно 7-9 и 19 м. Коэффициенты насыщенности 0,51-0,67 д.ед, газонасыщенности 0,44-0,64 д.ед. Начальные дебиты нефти колебались от 11 до 144,4 м³/сут на 7 мм штуцере. Дебиты газа изменялись от 18,1 тыс.м³/сут до 85 тыс.м³/сут, диаметр штуцера 7 мм.

Начальный газовый фактор 105,6-261 м³/м. Начальное пластовое давление 23,6-34,9 МПа, температура 73-96оС.

Плотность нефти 823-899 кг/м³. Нефть содержит 0,33-1,46 % серы 2,05-4,22 % парафина, 15,66% смол и 1,12% асфальтенов.

Состав газа: метан (90,3-90,93%), этан (3,34-4,13%), пропан (1,36-1,64%), изобутан (0,83-1,05%), пентан и высшие (0,42-0,46%) азот и редкие (1,74-1,79%). Гелий - 0,01-0,016%, сероводород - 0,01%, углекислый газ - 0,26-1,72%. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 79-93 г/м³.

Плотность его составляет 755-758 кг/ м³. Содержание серы в конденсате 0,11%. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1132-1209 кг/м² и минерализацией 198,57-367,61 г/л.

В тектоническом отношении нефтегазоконденсатное месторождение Нуржанов (рисунок 4.3.8) приурочено к солянокупольной структуре. Установлена нефтегазоконденсатность отложений келловей (I, II, III), средней юры (IV, V) и триаса (I, IV, V).

Продуктивные горизонты в юре залегают на глубинах 2175-2775 м, в триасе на 3104-3337 м. Высоты нефтяных залежей в юре 12,6-49,9 м, в триасе 7-36 м газовых 18,9-24,6 м. ВНК юрских горизонтов имеют отметку 2281-2804 м, триасовых 3137-3365 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-21,2%, проницаемость 0,016-0,340 мкм³. Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 2,9-9,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,45-0,77 д.ед, газонасыщенности 0,55-0,77 д.ед. Начальные дебиты нефти 20,7-77,5 м²/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 28,1-181 м. Начальное пластовое давление 23,3-28,8 МПа, температура 73,5-97⁰С.

Плотность нефти 865-895 кг/ м³. Нефти содержат 0,31-1,47% серы, 0,97-2,9% парафина, 1,38-3,95% смол и 1,7-1,96% асфальтенов.

Состав газа: метан 88,18-88,38%, бутан 3,51-3,72%, пропан 2,84-3,25%, изобутан 1,58-4,42%, бутан 0,97-1,09%, пентан и высшие 0,59-0,61%, азот и редкие 0,78-1,3%, гелий 0,0069-0,0169%, углекислый газ 1,3-1,74%. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 98-103 г/м³. Плотность конденсата 752-755 г/м³. Содержание серы в нем составляет 0,028-0,46%.

Режим залежей водонапорный, упруго-водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1153-1174 кг/м³ и минерализацией 220,3-252,6г/л.

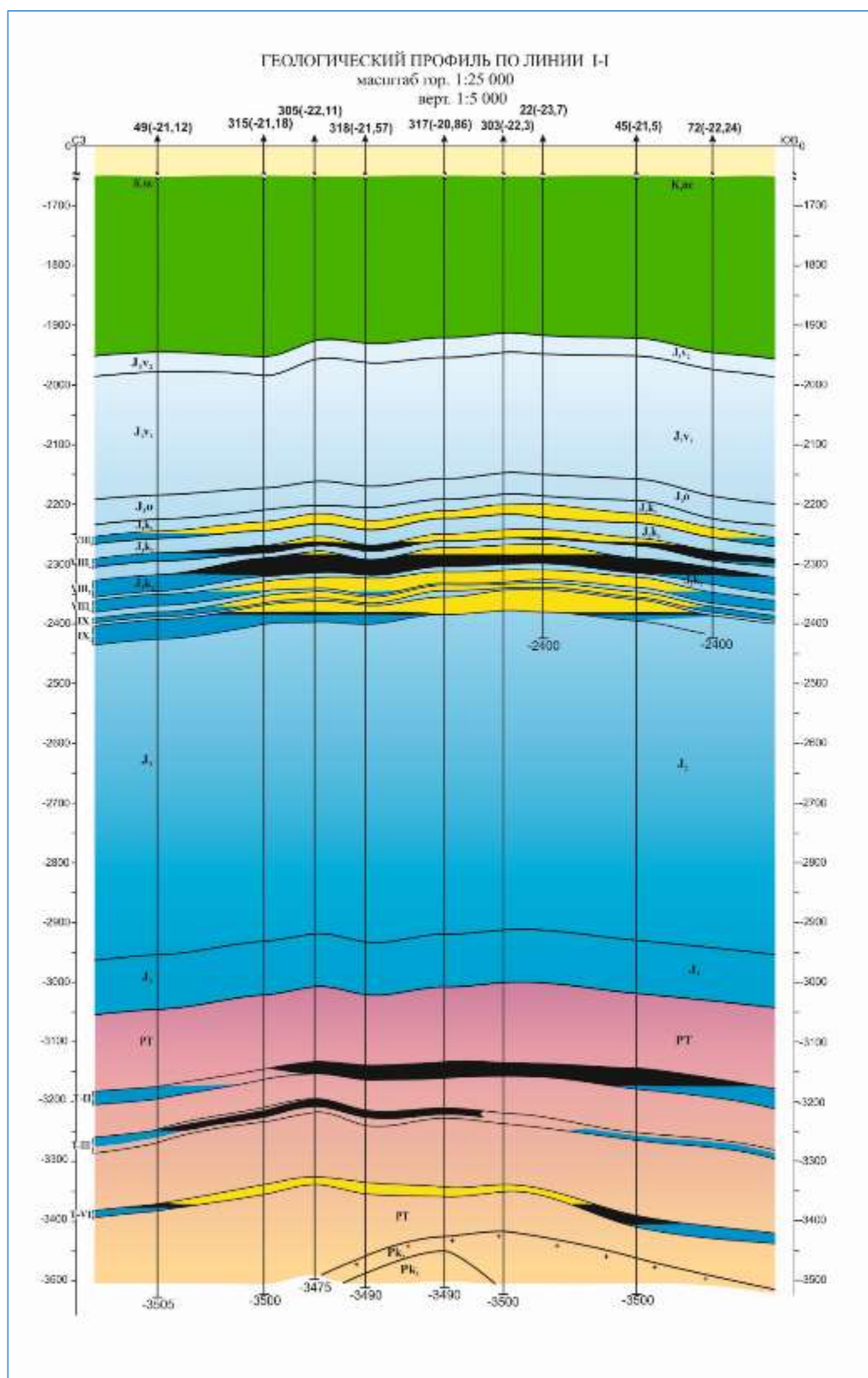


Рис.4.3.7. Нефтегазоконденсатное месторождение Западная Прорва.

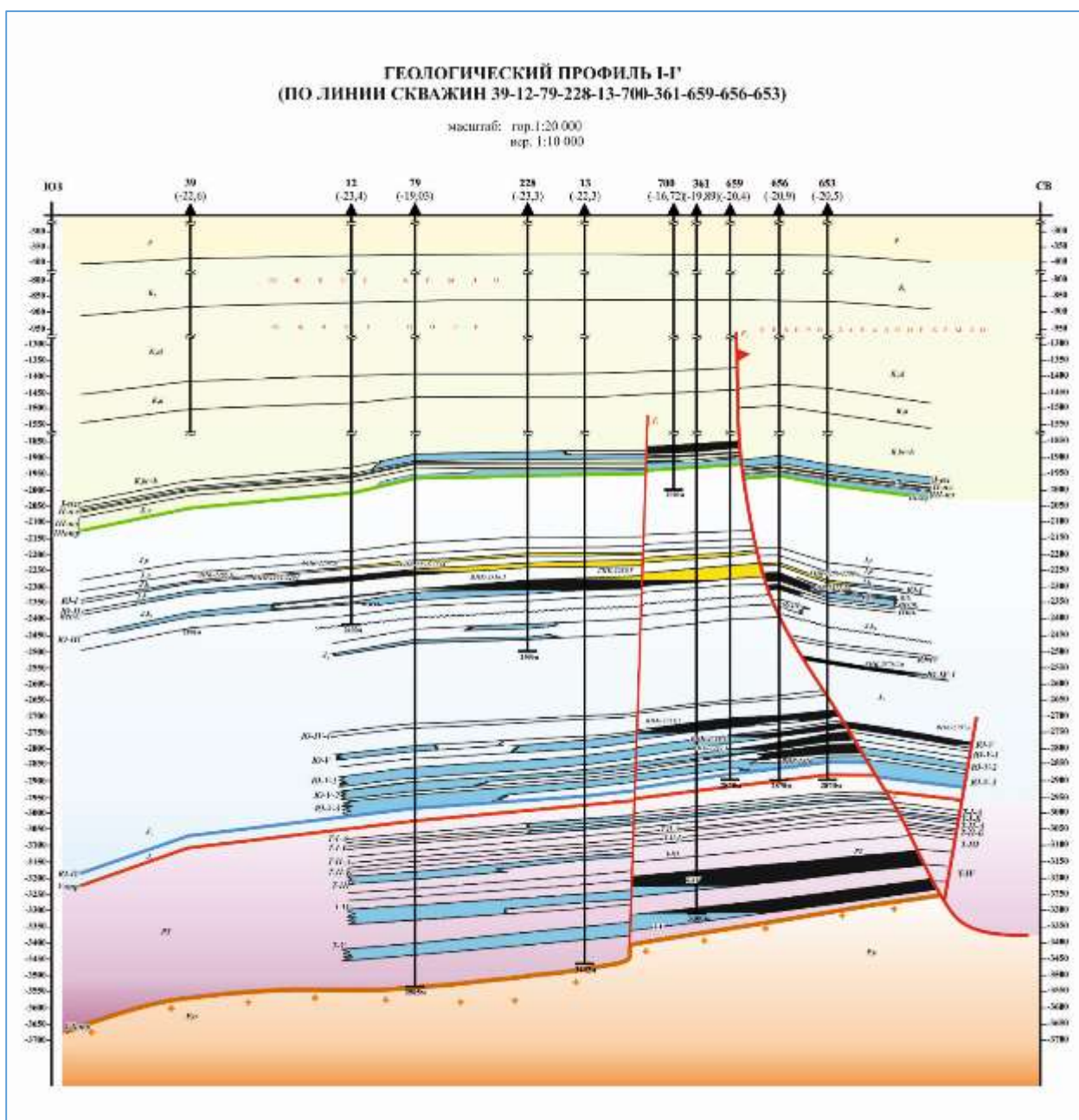


Рис.4.3.8. Нефтегазоконденсатное месторождение Нуржанов.

У юго-восточной границы контрактного участка расположено нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай (рис.4.3.9).

На месторождении в разрезе келловейских отложений выделены I газоконденсатный и II нефтегазоконденсатный продуктивные горизонты. I горизонт содержит залежь высотой 18м. Дебиты газа составляют 282-334 м³/сут, конденсата-34-65 м³/сут. Во II - продуктивном горизонт.

Коллектором являются рыхлые пески и песчаники, пористость их достигает 22-35%. Газонасыщенная толщина колеблется в пределах 1,0-2,4м, нефтенасыщенная-1,6-5,0 м. Продуктивные горизонты представлены терригенными породами, коллекторы поровые. Открытая пористость коллекторов составляет 20-21%, проницаемость-0,39-4,645 мкм², коэффициенты нефтенасыщенности - 0,61.

Начальные дебиты нефти 67,04 м³/сут (валанжин) и 20,0 м³/сут (II келловейский горизонт); газа – 127,9 тыс.м³/сут (I келловейский) и 102,6 тыс.м³/сут (II келловейский); конденсата - 16,6-17,6 м³/сут. Начальное пластовое давление 15,99-19,88 Мпа. Плотность нефти 0,871-0,881 г/см³.

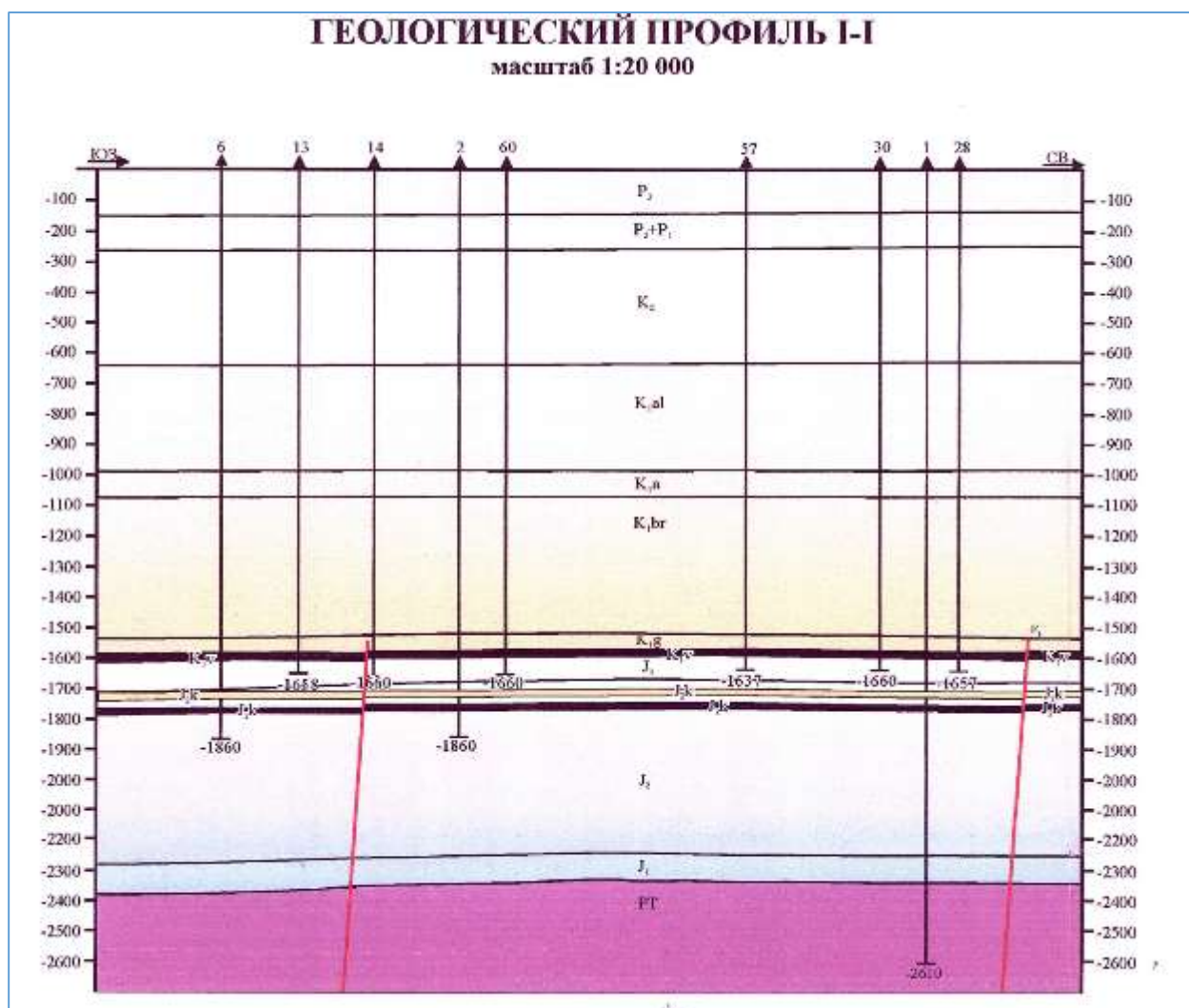


Рис. 4.3.9 Нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай

Промышленная нефтеносность в надсолевых отложениях установлена также на расположенном южнее Карашунгыла **месторождении Аккудук**, где в отложениях средней юры выделено 2 продуктивных нефтяных пласта (рис.4.3.10). В тектоническом отношении месторождение приурочено к двукрылой солянокупольной структуре.

Глубина залегания продуктивных пластов в своде 1737-1759 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Высота залежи I пласта 21 м, второго -7 м. ВНК проводится на абсолютных отметках -1768 (I пласт) и -1780 м (II пласт). Продуктивная толшина сложена терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толшина 12,3 и 6 м, соответственно для пластов I и II; открытая пористость 21%, проницаемость 0,481 и 0,035 мкм², коэффициенты нефтенасыщенности 0,62 и 0,58. Дебиты нефти 119

м³/сут на 5 мм штуцере и 40 м³/сут на 10 мм штуцере. Газовый фактор 23,5 м³/м³, пластовое давление 19,4-19,7 МПа, температура 63-65°C.

Плотность нефти 836-842 кг/м³. Нефть малосернистая (0,18%), парафинистая (1,67- 1,85%), содержит 32-14% асфальтенов.

В составе попутного газа содержится: метана - 51,18%, этана - 11,19%, пропана - 7,12%, тяжелых гомологов 15,1%, азота 5,41%.

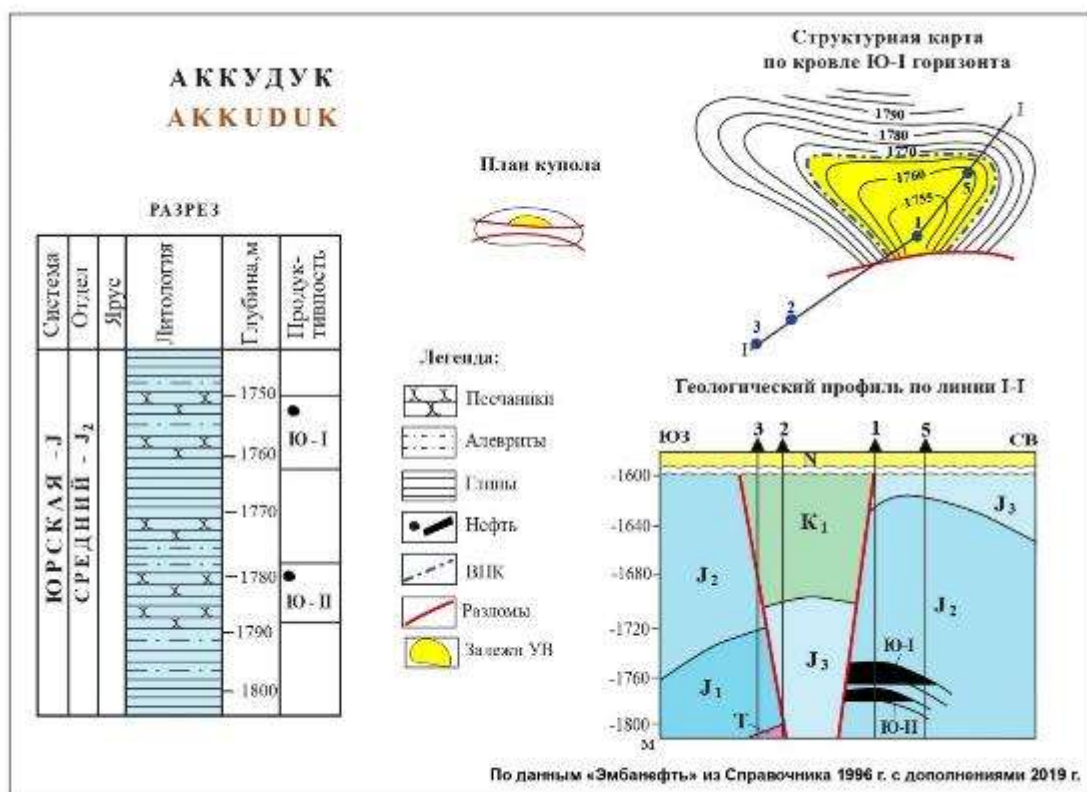


Рис. 4.3.10. Месторождение Аккудук

Также в скважине АКК-20 из триасовых отложений были нефтегазопроявления из интервала 2660-2666м. Вскважине по данным ГИС зафиксирована 10-метровая нефтенасыщенная толщина в речных песках, которая не была испытана на приток. Переобработка и переинтерпретация 3Д сейсморазведки показала перспективность терригенных коллекторов среднего триаса .

Нефтяное месторождение Кокарна Восточная находится в Эмбенском районе Атырауской области, в 150 км к юго-востоку от г.Атырау.

Структура выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой в 1977 г. Поисковые работы начаты в 1978 г. В 1979 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1986 г.

В тектоническом отношении представляет собой двукрылую солянокупольную структуру .

В разрезе продуктивной части месторождения выделено 3 нефтяных горизонта: II среднеюрский, II триасовый и III триасовый. Глубина залегания II среднеюрского горизонта составляет 2263 м, а триасовых горизонтов 2346 -2603. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Высота залежи II

среднеюрского горизонта равна 28 м, триасовых горизонтов -20 и 36 м. ВНК находится на отметках - 2317-2661 м.

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-19%, проницаемость 0,017-0,043 мкм², нефтенасыщенная толщина 6,3, 6,9 и 2,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности колеблются в пределах 0,54-0,6. Начальные дебиты нефти 154,3 м³/сут (7 мм штуцер) и 115 м³/сут (5 мм штуцер) соответственно в II среднеюрском и III триасовом горизонтах.

Газовый фактор 29,6 м³/м³. Начальное пластовое давление 25-29,4 МПа, температура 71 -84 °С.

Плотность нефти 844 кг/м³. Нефти малосернистые 0,47%, парафинистые 2,4%, смолистые 6,4%, содержат 1,4% асфальтенов.

Состав газа: метан 47,25%, этан 6,74%, пропан 9,29%, изобутан 2,27%, н-бутан 7,09%, пентан + высшие 3,8 %, азот + редкие 12,88%, углекислый газ 1,99%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые, плотностью 1139-1156 кг/м³ и минерализацией 24,6-251,1 г/л.

Месторождение находится в консервации.

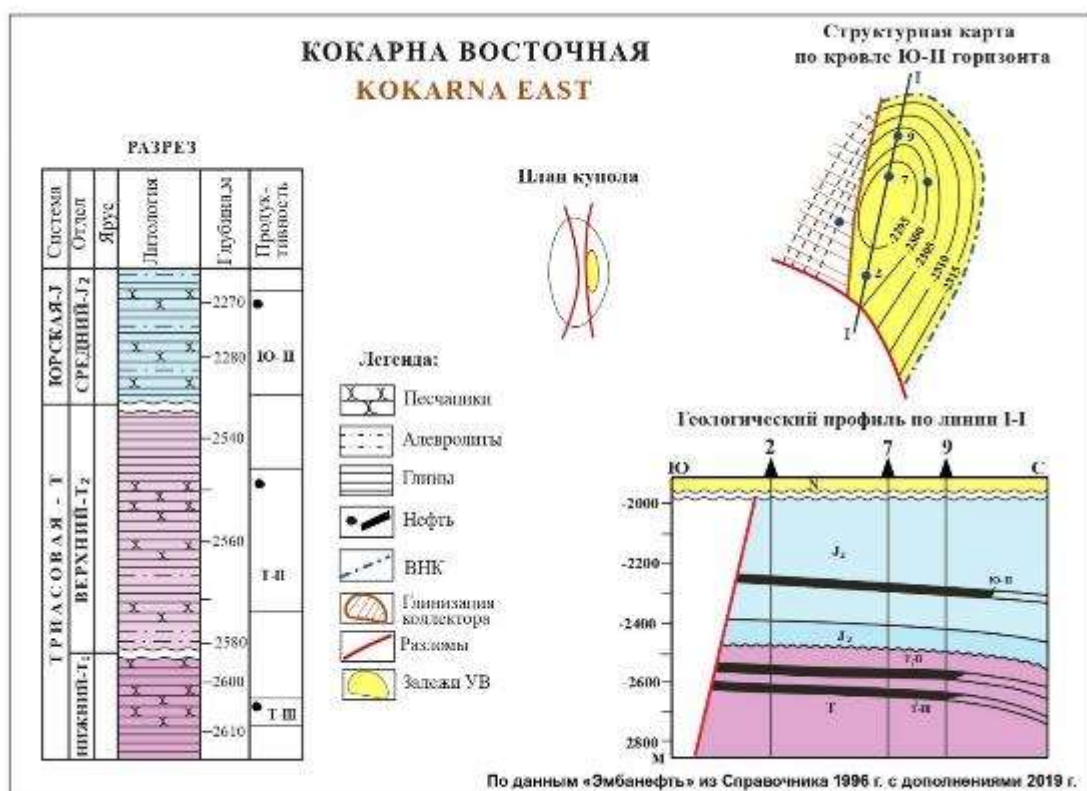


Рис. 4.3.11. Месторождение Кокарна Восточная

Нефтяное месторождение Масабай расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 45 км к северо-востоку от железнодорожной станции Кулсары.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1974 г. Поисковое бурение начато в 1976г. В 1977 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершённое в 1980 г.

В тектоническом отношении представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру.

В продуктивной толще месторождения выделены I и II пермотриасовые горизонты.

Глубина залегания залежи II горизонта 1941 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная с высотой 10 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1947 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Эффективная толщина 5,2 м. Открытая пористость коллекторов 20%, проницаемость 0,32 мкм². Коэффициент нефтенасыщенности 0,57. Дебит нефти 34,2 м³/сут при 5 мм штуцере.

Плотность нефти 855 кг/м³. Нефть малосернистая (0,38%), парафинистая (2,85%).

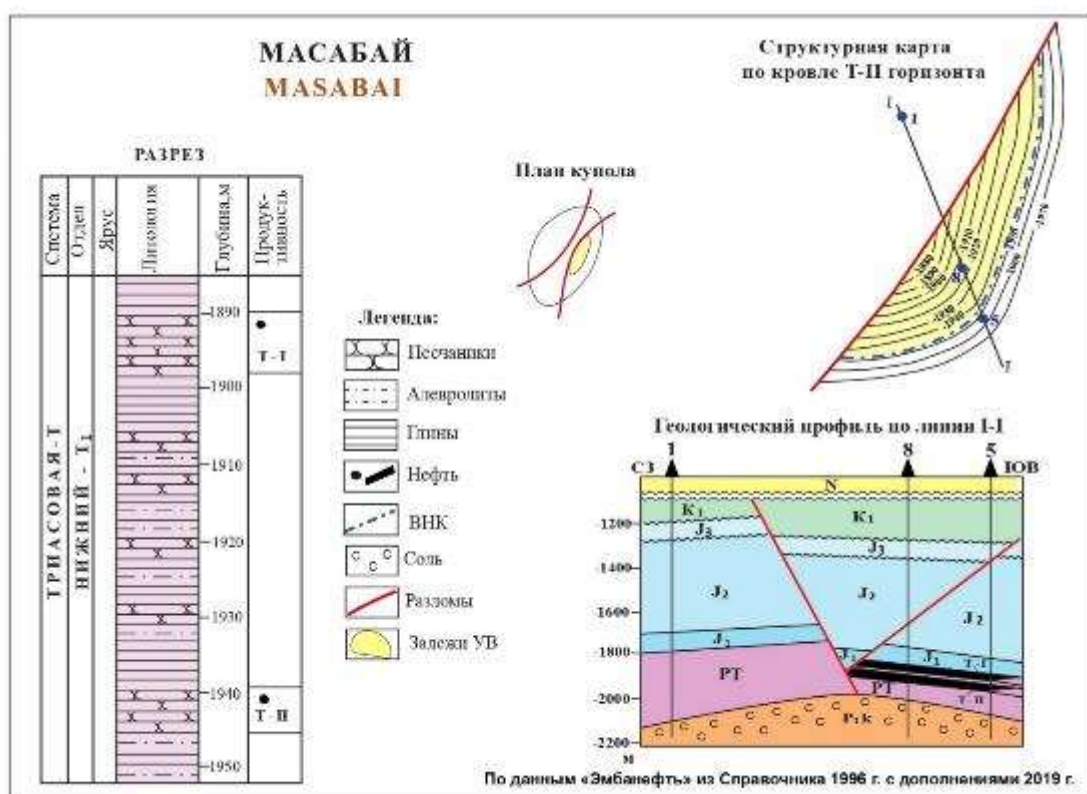


Рис.4.3.12. Нефтяное месторождение Масабай

Нефтяное месторождение Косшагыл расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 270 км к юго-востоку от г. Атырау

Месторождение открыто в 1926 г. Разведочное бурение начато в 1935 г. и завершено в 1942 г.

Месторождение приурочено к четырехкрылой солянокупольной структуре.

Таким образом, по мезозойским отложениям контрактный участок является довольно привлекательным для проведения дальнейших нефтепоисковых работ. Следует при этом отметить, что часть надсолевых ловушек на контрактном участке (отдельные крылья куполов Корпеш, Несилбай, Аккудук, Кокмай, Алакоз) ранее была разбурена с отрицательными результатами. Не увенчалось успехом и бурение недропользователем первых четырех скважин на Юго-Западном Кокмае.

Состав и свойства нефти

В 2016 году в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» было проведено комплексное исследование проб пластовых и разгазированных нефтей и газов месторождения Аккудук скважина №20, глубина отбора 2660,5 м.

Лабораторные исследования проводились на установке «FLUIDEVAL»(Франция). При пластовом давлении и температуре проведены исследования PV соотношения и однократное разгазирование, а также определены основные параметры пластовой нефти.

Свойства нефти изучены по 2 пробам из скважины №20. Пластовая нефть характеризуется плотностью 0.776 г/см³, вязкостью 1,42 мПа*с. Давление насыщения при $T_{пл.}=83,20^{\circ}\text{C}$ и $P_{пл.}=31,31$ составляет 4,25 МПа, газосодержание – 61,10 м³/т. Объемный коэффициент нефти 1.166 д.ед.

Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты.

Компонентный состав выделившегося газа определен по 2-м пробам из скважины 20.

Содержание метана изменяется в пределах от 37,479 до 42,374 % мол., в среднем составляет 39,92 % мол., этана – от 14,933 до 15,162 % мол., в среднем – 15,05% мол., пропана от 18,715 до 19,600 % мол., в среднем 19,16 % мол., изобутана от 4,540 до 5,089 % мол., в среднем 4,81 % об, н-бутана от 9,200 до 10,799 % мол., в среднем 9,99% мол., изопентана от 2,696 до 3,536% мол., в среднем 3,116% мол., н-пентана от 2,486 до 3,401 % мол., в среднем 2,94 % мол, гексан– 1,342% мол. Содержание углекислого газа – 0,604% мол., азота – 2,69% мол.

Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно АСТМ Д2887. Стандартный метод исследования для определения распределения температурных пределов кипения нефтяных фракций методом газовой хроматографии.

Разгазированная нефть по плотности характеризуется как легкая (0,833 г/см³). Содержание серы 0,12 % масс, что характеризует нефть как малосернистую. По содержанию парафина - парафинистая (1,45% масс), смол

силикагелевых - малосмолистая (7,69% масс), хлористых солей – 103,29 мг/дм³. Температура застывания нефти до минус 33°C, вспышки до минус 28 °C, выход светлых фракций, выкипающих до 200°C - 36% об до 300°C – 53,0% об. Кинематическая вязкость при 50°C – 4,25 мм²/сек, при 20°C – 9,41 мм²/сек и нефть относится к маловязким.

В 2016 году в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» в результате однократного разгазирования 2 глубинных проб со скв.20 из глубины 1913,4 м были получены проба жидкости и небольшое количество растворенного газа.

Компонентный состав газа глубинных проб, полученный в результате однократного разгазирования, исследован на аппаратно-программном комплексе на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.1» с датчиком ДТП (датчик по теплотворности) согласно ГОСТ 31371.3-2008 (ИСО 6974-3:2000) «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии».

Характеристика растворенного газа

Содержание метана – 94,975% мол.; этана – 0,400% мол., пропана 0,145 % мол., изобутана 0,153 % об, н-бутана 0,064 % мол., изопентана 0,026 % мол., н-пентана 0,010 % мол, гексан– 0,039 % мол. Содержание углекислого газа – 0,569% мол., азота – 4,360% мол. Газ - низкоазотный, низкоуглекислый, бессернистый.

В скв. КМ- 1 по результатам ГИС к опробованию в открытом стволе был рекомендован интервал 1690 - 1734м, в результате опробования притока нефти и газа не получено, пласт сухой.

В скв. КМ- 2 по результатам ГИС к опробованию был рекомендован интервал 1807 - 1821м, в результате опробования притока УВ не получено, пласт сухой.

В скв. КМ- 3 по результатам ГИС к опробованию были рекомендованы интервалы: 2496 - 2500м , 1888-1889.5м, 1880.5-1882м и 1877.5-1878.5 м, 1779.5-1802м, 1763.5-1766.5. В результате опробования притока нефти и газа не получено, пласты сухие.

В скв. КМ- 5 по результатам ГИС к опробованию был рекомендован интервал 1710-1715м, в результате опробования притока УВ не получено, пласт сухой.

В **скв Алакоз 2** пластоиспытателем на трубах были испытаны 3 объекта : 1265-1330 м, 1560-1600 м, 2073-2138м. Из инт. 1265-1330 м, 1560-1600 м получены притоки пластовой воды с дебитом 800 м³/с и 376 м³/с при депрессии 96,4 ат. и 63 ат. Из инт.-2073-2138 притока не получено.

В **скв Алакоз 2** пластоиспытателем при бурнии были испытаны пять объектов. Из интервалов 975-1050 м, 1510-1550м, 1620-1660м, 1900м-1835м, получены притоки пластовой воды с дебитом 915 м³/с при депрессии 4ат. , 633 м³/с при депрессии 29 ат., 825 ,6 м³/с при депрессии 20,6 ат. , 618 м³/с при депрессии 2,6 ат.

Из интервала 1240-1270м притока не получено из-за плохой проницаемости.

В скважине Несилбай 3 пластоиспытателем КИИ-146 на трубах испытан интервал 1590-1600м, притока не получено.

В скв. 2 пл. Аккудук подсолевое всего испытаны 6 объектов в 3263-3279м, 3300-3340-м, 3600-3626м, 3626-3632, 3662-3672м, 3672-3678м, 3678-3683м.

В результате испытания из интервалов 3626-3600м, 3340-3300м получен приток воды с нефтью. Горизонты приурочены к нижнекаменноугольным отложениям. Остальные объекты оказались сухими.

Таблица 4.3.1

Результаты опробования и исследования скважины АКК-2.

Интервал, м	Возраст	Признаки УВ в керне	Метод испытания	Результатыиспытания
Скважина Аккудук -2				
3300-3340	С1	-	ПКС-80	Приток воды с пленкой нефти дебитом при 5мм штуцере составил 600л/сут
3600-3626	С1	-	ПКО- 89,КПР У-65	Qф-3,7 м ³ / сут, Qн- 0.6 м ³ /с 27 суток добыто 100м ³ воды и 15 м ³ нефти

В скважине АКК-2 была анализирована поверхностная проба нефти из глубины 3600-3626 м. По результатам исследований плотность нефти в скважине №2 составляет 0,8475 г/см³, кинематическая вязкость при 20°С - 35,81сст. Температура вспышки минус 95°С, застывания -5 °С.

Фракционный состав представлен бензиновой фракцией –12,47% и керосиновой 17,80% объем.

Таблица 4.3.2. Свойства нефти в пластовых условиях

№№ п/п	№№ скв.	горизонт	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	№№ проб	Давление, МПа		Пластовая температура, °С	Газосодержание		Объёмный коэффициент	Усадка нефти, %	Плотность нефти, г/см³		Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Коэффициент сжимаемости нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	Коэффициент растворимости газа, м³/м³ МПа	Дата отбора	Организация, проводившая исследования
						пластовое	насыщения		м³/т	м³/м³			при пластовом давлении	сепарированной нефти (при 20°С)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	20	Т	-	2660,5	1 №1878	31,31	4,30	83,20	64,39	53,31	1,181	15,31	0,770	0,828	1,39	16,88	12,40	05.11.16г.	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»
2	20	Т	-	2660,5	2 №944	31,31	4,20	83,20	57,80	48,09	1,151	13,11	0,782	0,832	1,45	16,60	11,45	05.11.16г.	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»
Среднее значение по скв.20						31,31	4,25	83,20	61,10	50,70	1,166	14,21	0,776	0,830	1,42	16,74	11,92		

Таблица 4.3.3 - Компонентный состав растворенного газа

Горизонт	№№ скв.	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Содержание компонентов, % моль														Относительная плотность газа (по воздуху)	Молярная масса, г/моль	Дата отбора, д.м.г.	Организация исполнитель
				Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n.Бутан	i-Пентан	n.Пентан	Гексан	Сероводород	Водород	Кислород	Углекислый газ	Азот					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Т	20	-	2660,5	37,479	14,933	19,600	5,089	10,799	3,536	3,401	1,616	0	-	-	0,588	2,520	1,264	36,150	05.11.16г.	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»	
				42,374	15,162	18,715	4,540	9,200	2,696	2,486	1,068	0	-	-	0,620	2,860	1,173	33,589	05.11.16г.	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»	

Таблица 4.3.4 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти на месторождении Аккудук надсолевое

№ п/п	№№ скв.	горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность при 20 °С, кг/м³	Кинематическая вязкость (мм2с) при					Температурах, оС			Содержание, %						Зольность	Кокеуемость	Молекулярная масса г/моль	Фракционный состав по Энглеру, %об.						Дата отбора проб	Организация, проводившая исследования
					10о	20о	30о	40о	50о	Плавления парафина	вспышки	застывания	Парафин	серы	воды	смола силикагель	асфальтен	Мех. примесей				Н К	100о	150о	200о	260о	300о		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	20	Т		0,8331		9,41			4,25	53,9	-28	-33	1,45	0,12	0,12	7,69	3,44	0,0025		3,12		65	7,0	22,0	36,0	44,0	53,0	05.11.16г.	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»

Таблица 4.3.5.- Компонентный состав разгазированной нефти

№ п/п	№ скв.	горизонт	Глубина отбора , м	№№ проб	Содержание компонентов, % мол.															Плотность газа при 20°С, г/м3	Относительная плотность по воздуху	Дата отбора
					Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n.Бутан	i-Пентан	n.Пентан	нео-Пентан	Гексан	Гептан	Октаны	Нонаны	Сероводород	Углекислый газ	Азот			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	20	Т	2660,5	1	-	-	0,188	0,272	1,143	1,499	2,231		6,123	34,50 5	11,785	7,0 49	-	-	-	0,833 1	-	05.11.16г.
2				2	-	-	0,188	0,272	1,143	1,499	2,231		6,123	34,50 5	11,785	7,0 49	-	-	-	0,833 1	-	

Таблица 4.3.6.- Компонентный состав глубинных проб газа

№ п/п	№ скв.	горизонт	Глубина отбора , м	№№ проб	Содержание компонентов, % мол.															Плотность газа при 20°С, г/м3	Относительная плотность по воздуху	Теплотность, ккал/м3		Дата отбора
					Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n.Бутан	i-Пентан	n.Пентан	нео-Пентан	Гексан	Гептан	Октаны	Сероводород	Кислород	Углекислый газ	Азот			высшая	низшая	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	20	T2	1913,4	-	93,975	0,400	0,145	0,153	0,064	0,026	0,010	0,004	0,039	0,261	0,00 3	Ме нее 0,0 01	-	0,569	4,351	0,715	0,593	8627	7777	04-07.11.2016г
2	2	C	3600-3626																					

Таблица 4.3.7- Физические свойства пластовой нефти юрских отложений месторождения Аккудук надсолевое

№№ скв.	Горизонт	Интервал опробования, м	Дата отбора пробы	Пластовая температура, °С	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Объемный коэффициент нефти	Усадка, %	Газосодержание		Плотность нефти, г/см³		Плотность газа, г/л	Вязкость нефти		Средний коэффициент растворимости газа, м³/м³*ат	Средний коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁵ 1/ат
									м³/т	м³/м³	пластовая	сепарированная при 20 °С		пластовая, МПа*сек	сепарированная, мм²/с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	J ₂	1737-1753	03.04.82	65	19,68	3,3	1,061	5,75	23,50	19,73	0,8159	0,8404	1,275		9,899	0,5979	12,57
5	J ₂	1748-1758	15.12.82	61	19,59	1,7	1,0477	4,55	10,70	8,99	0,8106	0,8493	1,406		12,17	0,5288	9,38
12	J ₂	1743-1752	20.04.94	66	20,9	1,4	1,0396	3,81	5,77	4,85	0,814	0,8406	1,076	3,1	12	0,3464	7,38

Таблица 4.3.8 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях на площади Аккудук подсолевое

№ п/ п	№№ скв.	горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность нефти, г/см3	Кинематическая вязкость (мм2с) при Температурах, оС						Содержание, %						Зольность	Коксуетость	Молекулярная масса	Фракционный состав по Энглеру, %об.						Дата отбора проб	Организация, проводившая исследования
					20о	30 о	40о	50о	вспышки	застывания	Парафин	серы	вода по ДС	смола силикагель	асфальтен	механическ их примесей				Н К	10 0о	150 о	200 о	250 о	300 о		
1	2		3000	0,85 14	15,28	10, 05	7,51	5,9 5	+53	-20	0,4 3	0,17	-	5,9 9	0,9 7	0,16	0,2 8	1,3 2		12 0	-	4,4	11, 6	28, 8	50,8	20.06.88 г.	
2	2	С	3600- 3626	0,84 59	35,81	16, 88	11,7 0	8,1 1	+95	-5	2,1 9	0,10	-	1,9 1	1,2	-	0,0 1	0,3 3	252,0 5	20 6	-	-	-	17, 0	39,8	25.05.89 г.	

Таблица 4 3.9 - Свойства пластовой нефти месторождения Королевское.

Наименование	Объекты I, II			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
а) нефть				
Давление насыщения газом, МПа	6	6	24,76-25,44	25,03
Газосодержание при однократном разгазировании, мЗ/т	2	2	611,2-631,0	621,0
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, мЗ/т	2	2	—	528,3
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях	2	2	—	1,965
Плотность, кг/мЗ	6	6	616,4-641,1	625,5
Вязкость, мПа с	6	6	0,19-0,31	0,20
Пластовая температура, ° С	6	6	106-115	109

Таблица 4.3.10 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти месторождение Королевское.

Наименование		Объекты I, II			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв.	проб		
Вязкость:					
динамическая при 20°С, мПа-с		2	2	1,94-2,10	2,02
кинематическая при 20°С, мм²/с		2	2	2,42-2,60	2,52
Температура, °С:					
застывания		2	2	-16-(-20)	-17
плавления парафинов		2	2	50-56	53
Массовое содержание, %	серы	2	2	0,58-0,86	0,72
	смола силикагелевых	2	2	1,12-1,30	1,21
	асфальтенов	2	2	0,01-0,10	0,06
	парафинов	2	2	3,3-5,8	4,6
Объемный выход фракций, %	н.к.-100 °С	2	2	13-15	14
	до 150 °С	2	2	30-32	31
	до 200 °С	2	2	45-46	46
	до 300 °С	2	2	66-70	68
Классификация нефти		II T1 M4 II2			

4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза

В гидрогеологическом отношении контрактный участок находится в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской системы артезианских бассейнов.

В разрезе региона выделяется два гидрогеологических этажа – надсолевой и подсолевой, обладающих различными режимами питания водоносных

горизонтов и свойствами пластовых вод. Региональным водоупором являются нижнепермские отложения солевого комплекса кунгурского яруса.

Отличительными чертами гидрогеологических условий рассматриваемого района являются: его многоярусность и выдержанность водоносных горизонтов и комплексов по простиранию, наличие сложной солянокупольной тектоники, преобладание в разрезе глинистых и мергелистых слабопроницаемых пород, наличие штоков каменной соли, сравнительно близко подходящих к дневной поверхности.

Эти факторы, наряду с засушливым климатом, слабой естественной дренированностью и отсутствием постоянно действующих водотоков обусловили преимущественное формирование высокоминерализованных подземных вод.

Подсолевой гидрогеологический этаж характеризуется элизионным типом водообмена водоносных горизонтов и характерной для Прикаспия гидрохимической инверсией.

Пластовые законтурные воды на месторождении Королевское получены из девонских отложений в скважине К-12 с глубины 5350 м. По гидрохимическому облику проба близка к пробе воды из скважины Т-47 месторождения Тенгиз. Обе имеют седиментационную природу с участием в формировании вод глубокозалегающих горизонтов пресных глубинных вод различного генезиса. Воды хлоркальциевого типа. Величина минерализации вод варьирует от 37,5 до 44,7 г/л, плотность - от 1,0299 до 1,031 г/см³ для месторождения Тенгиз. По Королёвскому месторождению величина минерализации составляет 38,2 г/л, плотность - 1,036 г/см³.

Общая жёсткость девонской воды равна 280 мг-экв/л. РН среды слабокислая - до 5,15. Генетический тип вод - хлоркальциевый по классификации В.А. Сулина, с преобладанием в составе вод ионов хлора (36,58 %) и ионов натрия (27,24 %). Воды сильнометаморфизованы, практически бессульфатны, о чём свидетельствует коэффициент $r_{Na+}/r_{Cl-}=0,74$; $r_{(Cl-Na+)} / r_{Mg^{2+}}=1,91$; $r_{SO_4^{2-}}/r_{Cl-}+r_{SO_4^{2-}}=0,1$, что характерно для вод подсолевого комплекса. Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в составе девонских вод лития - до 17 мг/л в скважине К-14 (интервал опробования 5248-5191 м), который наряду с цезием, является индикатором данных вод. Содержание сероводорода - до 0,8 г/л.

Пластовые приконтурные воды получены из серпуховских отложений в скважине К-12 (месторождение Королевское, интервал опробования 4920-4941 м), из турнейских отложений в скважине К-13 (интервал опробования 4924-4938 м, 4849-4835 м), из московских отложений в скважине К-14 (интервал опробования 4907-4918 м).

Высокое рН полученных проб воды, сопровождаемое значительными концентрациями бикарбонатов и карбонатов, низкое содержание магния, высокое значение коэффициента метаморфизации свидетельствуют о

решающем влиянии техногенных факторов на формирование состава пробы воды. Остаточное содержание сероводорода от 1,0 до 2,4 г/л (из-за негерметичности упаковки пробы) свидетельствует о сероводородном заражении пласта. В целом полученные результаты анализа не дают оснований для оценки возможной доли пластовой воды и суждения о ее солевом составе. Аналогичная проба воды получена и из девонских отложений из скважины К-14 (интервала опробования 5248-5191 м).

Аналогичные воды получены из верхневизейских отложений месторождения Кашаган (глубина отбора 4654 м). Проба воды также была представлена смесью пластовой воды с буровым раствором.

Солевой комплекс сложен галогенной толщей кунгурского яруса нижней перми. Внутрисолевые рассолы линзообразно запечатаны в доломитовых и ангидритовых коллекторах внутри соляных пород и имеют локальное распространение. Рассолы по химическому составу хлоридные натриево-магниевые-кальциевые, магниевые-натриевые, магниевые с минерализацией до 320-520 г/дм³. Концентрация микрокомпонентов в них достигает: йода- 47 мг/дм³, брома-4250 мг/дм³, бора-1000 мг/дм³, стронция-3530 мг/дм³.

Надсолевой гидрогеологический этаж. К верхнему гидрогеологическому этажу приурочены водоносные комплексы и горизонты альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских и пермотриасовых отложений.

Областями питания надсолевого гидрогеологического этажа являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугоджары, где отложения пермотриаса и мезозоя выходят на поверхность (абсолютные отметки 200-350м). Напорные уровни, созданные в областях питания, определяют юго-западное и западное направления движения подземных вод в сторону северо-восточной части акватории Каспийского моря.

Ниже приводится характеристика водоносных комплексов в целом по региону.

Пермотриасовый водоносный комплекс. Воды комплекса обладают значительным напором: статические уровни устанавливаются на глубине 25-125м от устья скважин. Пластовая температура воды +33-44°C. По химическому составу воды относятся к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа, обогащенным йодом, бромом, аммонием. Минерализация вод колеблется от 170 до 240г/л. Воды имеют низкую метаморфизацию. Сульфатность вод выше 1. Величина бромного показателя колеблется в пределах 5,6-9,9, что указывает на слабую закрытость водоносного комплекса.

Нижнеюрский водоносный комплекс. Толщина горизонта 70-117м. Воды высоконапорные, статический уровень устанавливается на глубине 13-40м от устья скважин. Пластовое давление 86 атм, температура +34°C. Величина притоков 16,08 м³/сут при динамическом уровне -13м. Минерализация вод 220,9-223,4г/л. Тип вод повсеместно хлоркальциевый. Коэффициент

метаморфизации 0,96, показатель сульфатности 0,5-1,09, бромного показателя 4,6-7,1.

Среднеюрский водоносный горизонт. Воды горизонта обладают значительным напором, уровень их устанавливается на глубине 11-56м от поверхности земли. Пластовое давление изменяется от 31 до 82атм, пластовое температура +22-39°C. Воды горизонта повсеместно хлоркальциевые с минерализацией от 134,7 до 217г/л, слабометаморфизованные 0,97, величина бромного показателя 6,2, сульфатности 0,69. Для горизонта характерна низкая метаморфизация, повышенная сульфатность и низкая закрытость, обусловленная отсутствием хорошо выдержанного мощного водоупора.

Физические свойства и химический состав пластовых вод

На структуре Аккудук из скважины АКК-20 была отобрана проба воды из триасовых отложений, характеристики которой приведены ниже. Содержание микрокомпонентов в воде определено в количестве: брома (Br^-) – 67,60 мг/л; йода (I^-) – 1,26 мг/л. Массовая концентрация нефтепродуктов – 11,76 мг/л.

Содержание закисного железа – (Fe^{2+}) составило 2,24 мг/л, железа окисного (Fe^{3+}) – 24,08мг/л. Массовая концентрация взвешенных веществ обнаружена в количестве 42,00 мг/л. Вода очень жёсткая, общая жёсткость составила 275,00 мг-экв/л.

Концентрация водородных ионов рН – 7,14 ед. рН. Реакция среды исследованной пробы жидкости – слабощелочная.

Тип воды по Сулину – хлоридно-кальциевый.

В скважине АКК-2 была отобрана глубинная проба воды из инт. 3600-3626 м. При пластовом давлении $P_{пл}$ 283 атм. -27,6 Мпа , при пластовой температуре $T_{пл}$ 80 °С давление насыщение 1,4МПа , коэф. газосодержание-0,480 м³/т, плотность пластовой воды 1,0006 г/см³.

Из интервала 360-510м была отобрана проба воды. Плотность сепарированный воды 1,016 г/см³, вязкость сепарированной воды 1,14 спЗ. Плотность газа 0,9120 г/л, средний коэф. растворимости газа 0,034 мЗ, объемный коэф. 1,01.

Таблица 4.4.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

№№ п/п	№№ скв.	горизонт	Но м ер проб ы	Дата отбора	Глубина отбора, м	Плотность при 20°С, г/см ³	РН	Содержание ионов, мг/л; мг-экв/л; %-экв						Общая минерализация, мг/л	Соленость(Ве ⁰)	Жесткость, мг-экв/л	Тип воды по Сулину
								НСО ₃ ⁻ (гидрокарбо наты)	SO ₄ ⁻² (сульфаты)	Cl ⁻ (хлориды)	Ca ² (кальций)	Mg ²⁺ (магний)	Na ⁺ +K ⁺				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	20	Т ₂	1	04- 07.11.16г.	-1913,4	1,141 0	7,14	488,0	943,0	130260,0	3206,0	1398,0	78799,0	-	18,1	275,0	ХК
								8,0	19,61	3673,44	160,0	115,0	3426,05				
								0,11	0,26	19,61	2,16	1,56	46,28				
2	АКК-2			22.06.87г				0,0408 0,66 20,06	0,0510 1,06 31,89	0,0567 1,60 48,05	0,0020 0,10 3,0	0,0012 0,10 3,0			0,22	0,22	ГК -Н
3	АКК-2			1.06.89г.		1,141 0								0,12	-	-	ГК -Н
4	АКК-3			22.06.87г		1,001		0,0635 1,04 19,12	0,0576 1,20 22,05	0,1135 3,20 58,53	0,0020 0,10 1,84	0,0012 0,10 1,84			0,35	0,20	ГК

5.Методика и объем проектируемых поисковых работ

5.1.Цели и задачи поисковых работ

Исследуемая площадь находится на юго-востоке Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока солеродный бассейн.

Перед поисковым бурением на триасовые и палеозойские отложения ставятся следующие задачи:

- изучение геологического строения,
- поиски залежей нефти и газа
- установление основных литолого-стратиграфических характеристик залежей,
- изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов,
- испытание и опробование объектов в соответствии с рекомендациями ГИС,
- изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных и пластовых условиях, определение их товарных качеств.
- оперативный подсчет запасов углеводородов.

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

Объемы и методика сейсмических исследований

Полевые 2Д сейсморазведочные работы

В зависимости от результатов переобработки и переинтерпретации ранее проведенной 3Д сейсморазведки, запланированной в объеме 387 кв.км (рис.5.2.1) для полноты картины о строении контрактной территории планируется проведение сейсморазведочных работ 2Д в объеме 500 пог. км (рис. 5.2.1).

В дальнейшем при составлении проекта на производство сейсморазведочных работ 2Д, с согласованными параметрами съемки 2Д, стоимость этих работ будет откорректирована.

В процессе сейсморазведочных работ в полевых условиях предусматривается организация полевой обработки с использованием самого современного обрабатывающего комплекса обработки, позволяющего оперативно оценить качество полевого материала. Этот комплекс позволит получить качественную сумму временного разреза по каждому профилю уже на следующий день после завершения отработки профиля в поле. Это позволит оперативно оценить качество полученного материала и обнаружить новые перспективные объекты. В случае, если по какому-то профилю выяснится, что по перспективному пермскому и каменноугольному комплексу вырисовывается новая ловушка, то в процессе полевых работ могут быть внесены изменения в очередность и направления проектируемых

профилей с тем, чтобы точнее оконтурить такие вновь выявленные объекты. В связи с этим и направление, и длина некоторых проектных профилей могут быть впоследствии уточнены окончательно.

Полевые 2Д сейсморазведочные работы будут проводиться с использованием самой передовой и современной техники и технологии, обеспечивающей получение данных высокого качества и высокого разрешения. Дизайн и основные параметры методики полевых сейсморазведочных работ должны быть выбраны исходя из решаемых геологических задач. Ими являются - детальное и достоверное изучение глубокозалегающего основного объекта - перспективных пермских и каменноугольных отложений. Исходя из этого, должна быть разработана оптимальная методика полевых 2Д сейсморазведочных работ на основе имеющихся данных о геологическом строении площади и анализа проведенных предыдущих сейсморазведочных работ по разным методикам и дизайнам. Учитывая то, что основной задачей разведочных работ на этой территории является поиски залежей газа, проводимые полевые сейсморазведочные работы должны обеспечить получение материала высокого качества и высокой разрешенности. Только такое качество полевого материала сейсморазведки позволяет в дальнейшем, при его обработке и интерпретации, точнее построить структурные карты по перспективным горизонтам и рассчитать все необходимые сейсмические атрибуты трасс с целью прогноза наличия газовых залежей по современной технологии прямых поисков углеводородов. Исходя из этого, полевые сейсморазведочные работы должны быть проведены по центральной системе отстрела, с максимальным выносом каналов от ПВ не меньше 6000 м, с шагом ПВ – 50 метров, шагом ПП - 25 метров, с максимальной кратностью накопления суммарных трасс, длительность записи 8 сек, дискретность 2 мсек и т.д.

Методика, технология, применяемое оборудование и техника, дизайн полевых сейсморазведочных работ, тип источника возбуждения сейсмической энергии и т.д. будут окончательно определены перед проведением тендера на выполнение полевых сейсморазведочных работ МОГТ и уточнены перед проведением полевых сейсморазведочных работ во время выполнения программы опытных работ. Учитывая необходимость соблюдения требований по охране окружающей среды и техники безопасности, в качестве источника возбуждения сейсмических сигналов может быть использован вибрационный источник возбуждения в случае, если поверхность грунта позволяет получать при этом материалы высокого качества и получения одобрения от пограничных служб на использование большого объема взрывчатых веществ. Предварительные параметры 2 Д сейсморазведки приведены в таблицах 5.2.1 и 5.2.2.

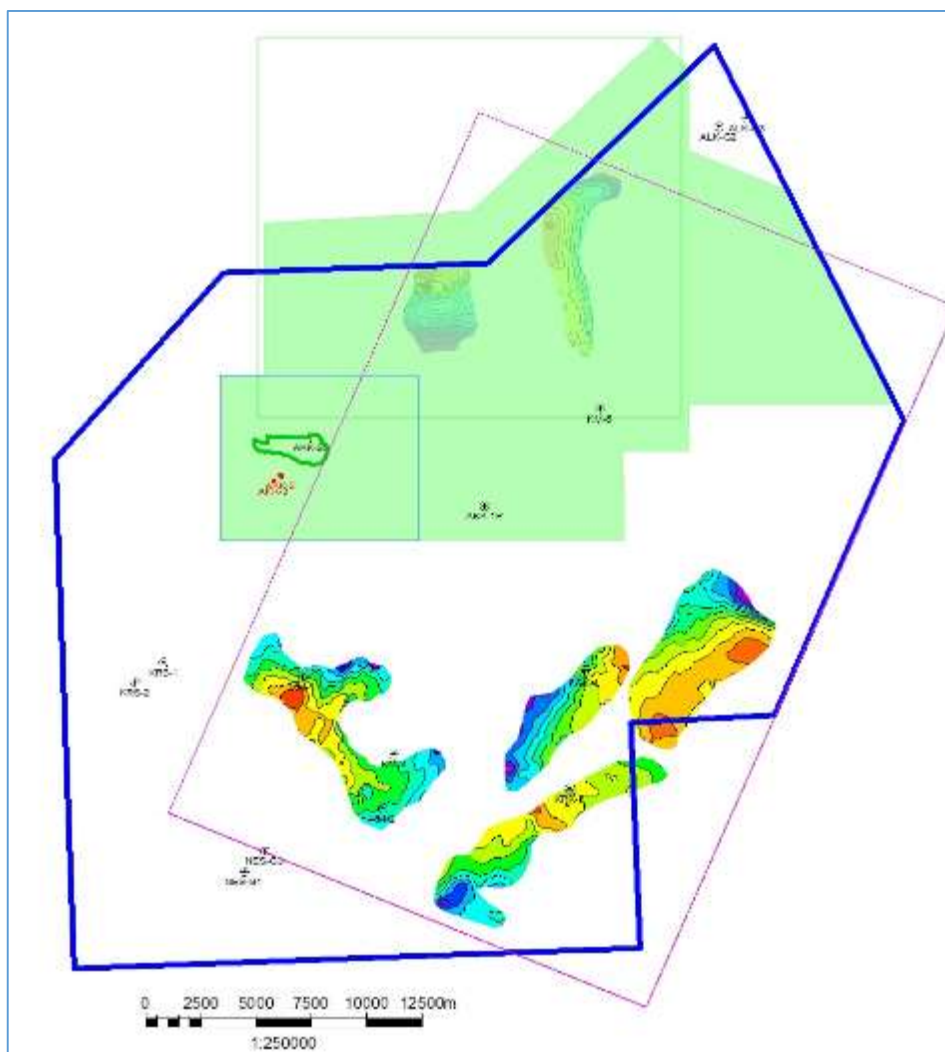


Рис.5.2.1 Схема расположения контура переобработки и переинтерпретации ранее проведенной 3Д сейсморазведки, запланированной в объеме 387 кв.км

Таблица 5.2.1.

Планируемая методика полевых работ МОГТ 2D

Регистратор Sercel-428XL	1
Модуль межлинейный LAUX	2
Кабель межлинейный + TREP(репитер)	5/4
Батареи 6СТ - 132	80
Кабель линейный	225
Модуль линейный FDU	1000
Модуль питания LAUL	19
Записывающее устройство NAS	2
Плоттер Veritas V12	1
Шифратор/ дешифратор VibPro/ShotPro	1/6
Дизель-генератор 15 кВт	1
Секции геофонов GS-20 DX 12 приборов на канал	1000
Мультиметрический тестер телеметрических модулей GB/Q-200PC	1
Тестер секции геофонов SMT200	1

Таблица 5.2.2.

Геометрия системы наблюдения 2D

Наименование параметров	Значение параметра
Количество активных каналов	520
Система наблюдений	Центральная симметричная
Шаг Пунктов Приема (ПП), м	25
Шаг Пунктов Возбуждения (ПВ), м	50
Дискретность записи мс.	2
Длина записи с.	8,0
Возбуждение упругих колебаний	Вибраторы AMG M28/P28
Количество работающих вибраторов в группе	4 (+1)
База возбуждения	линейная 4 × 42 м
Полная кратность наблюдений	130
Максимальное удаление "ПВ-ПП" [м]	6487,5
Распределение - каналов	260- 0 - 260
Распределение - удалений	6475– 12,5 -0 – 12,5– 6475
Объем погонных км.	341,65
Объем ф.т.	7000

Обработка данных 2Д сейсморазведки

Стационарная обработка данных 2Д сейсморазведки будет выполняться с использованием самых современных методик и технологий, обеспечивающих эффективное подавление помех различных типов, проведение достоверного скоростного анализа, оптимальной фильтрации трасс, увеличения соотношения сигнал/помехе, расширения спектров полезного сигнала, проведения процедур временной миграций до суммирования и т.д. Все новые сейсмические профили будут обработаны с восстановлением истинных значений амплитуд и с использованием передовой технологии временной миграции до суммирования и т.д. Качество результатов временной обработки данных 2Д сейсморазведки будет обеспечивать уверенное прослеживание опорных (целевых) отражающих горизонтов в пермских и каменноугольных отложениях, на основе которых будет достоверное изучение геологического строения территории в комплексе с результатами других геологоразведочных работ. В процессе обработки будут также приняты все возможные меры для обеспечения максимальной разрешенности и наилучшей прослеживаемости отражающих горизонтов в наиболее перспективных интервалах пермского и каменноугольного отложений.

Основными задачами обработки будут являться:

- тестирование основных параметров и процедур обработки с целью выбора оптимальных параметров, процедур и графа (последовательности) обработки по технологиям стандартного графа, временной миграции до суммирования.

- включение в Граф обработки необходимых итераций коррекции статических и кинематических поправок, различные виды деконволюции и программ подавления, ослабления кратных и других всевозможных волн-помех, временную миграцию до суммирования и т.д.

- формирование единой скоростной модели среды на исследуемой территории с использованием существующих геолого-геофизических данных и результатов обработки сейсмических данных. Эта скоростная модель среды применяется для контроля качества обработки и для площадных глубинных построений.

- выполнение программ и процедур по динамической обработке данных с целью анализа атрибутов сеймики и анализа сейсмо-фациальной характеристики пермских и каменноугольных отложений.

- надежное выделение и прослеживание отражающих горизонтов.

- достижение высокого разрешения и лучшего прослеживания отражающих горизонтов по сравнению с ранее полученными и обработанными материалами на данной площади.

- максимальное извлечение из исходных данных информации о скорости суммирования, о ее распределении по площади.

- дополнительное повышение точности, разрешения и сохранения кинематических и динамических особенностей записей пермского и каменноугольного частях разреза.

- обеспечение максимально точных изображений целевых горизонтов для дальнейших структурных построений.

- выделение на временных разрезах тектонических нарушений и разломов в пермских и каменноугольных отложениях.

Интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Интерпретация обработанных данных 2Д сейсморазведки будет выполняться с применением самых современных аппаратных и программных средств, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты, обеспечивающие решение поставленных геологических задач. Интерпретация данных 2Д сейсморазведки с данными пробуренных скважин будет выполняться в два этапа; структурная интерпретация и динамическая интерпретация.

Структурная интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Будут выполнены следующие работы:

- получение всех результатов обработки данных 2Д сейсморазведки и данных по ранее пробуренным скважинам.

- анализ качества и полноты всех полученных данных.

- формирование проекта интерпретации на рабочей станции.

- загрузка всех геолого-геофизических данных в созданный для интерпретации проект.

- проверка достоверности загруженных данных.

- увязка данных 2Д сейсморазведки с данными ранее пробуренных скважин.

- корреляция основных отражающих горизонтов по временным разрезам.

- временные разрезы должны быть увязаны со скважинами через синтетические сейсмограммы.

- корреляция должна быть проведена по всем основным горизонтам.
- трассирование всех тектонических разрывных нарушений.
- разработка достоверной скоростной модели среды на основе данных скважин и скоростей суммирования, полученных во время обработки данных 2Д сейсморазведки.
- построение карт изохрон и структурных карт по всем коррелируемым отражающим горизонтам в масштабах 1:100 000.

Динамическая интерпретация данных 2Д сейсморазведки

В случае обнаружения на волновом поле временных разрезов сейсмических профилей МОГТ аномалий, возможно связанных с залежами УВ, будут выполнены следующие работы:

- составлены карты распределения атрибутов сейсмической записи по перспективным коллекторам в мезозойских и палеозойских отложениях.
- составлены карты распределения сейсмofаций.
- по возможности расчет моделей акустического импеданса.
- анализ динамических характеристик коллекторов в мезозойских и палеозойских отложениях и оценка их перспективности для проведения поискового бурения.

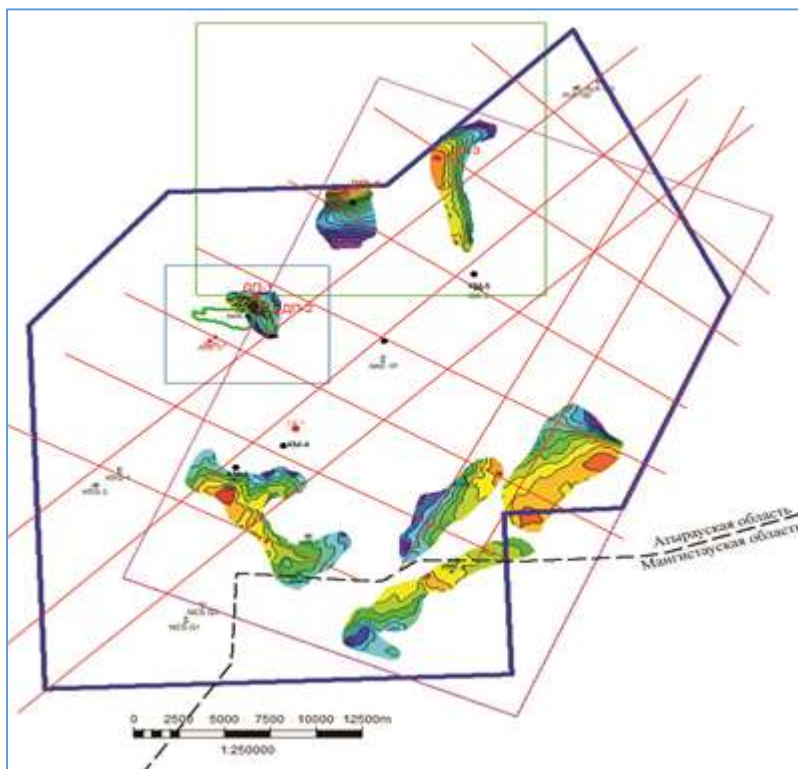


Рис. 5.2.2. Схема размещения возможных проектных сейсморазведочных работ 2Д на контрактной территории Аккудукский.

5.3 Система расположения поисковых скважин

Скважина ДР-1 поисковая, независимая, проектируется с целью поисков залежей УВ в триасовых отложениях. Проектная глубина- 2750 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми. Условное

местоположение скважины - в сводовой части Аккудукского поднятия (рис.5.3.1).

Скважина DP-2 - поисковая, зависимая от результатов бурения скважины DP-1, проектируется с целью поисков залежей УВ в триасовых отложениях, уточнения границ распространения залежи. Проектная глубина- 2750 м, проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми. Условное местоположение скважины на расстоянии 1850м от скважины DP-1 на юго-восток.

Скважина DP-3- поисковая, независимая, проектируется с целью поисков залежей УВ в триасовых отложениях на структуре Алакоз. Проектная глубина- 2250 м, проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми. Условное местоположение скважины -в сводовой части структуры Алакоз.

Скважина DP-4- поисковая, зависимая от результатов бурения скважины DP-3, проектируется с целью поисков залежей УВ в триасовых отложениях. Проектная глубина- 2250 м, проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми. Условное местоположение скважины -в сводовой части структуры Алакоз Западный.

Скважина DP-PZ-5 поисковая, зависимая от результатов переобработки и переинтерпретации сейсмических работ, проектируется с целью поисков залежей УВ в каменноугольно-девонских отложениях. Проектная глубина- 7500 м, проектный горизонт - девон. Условное местоположение скважины -в сводовой части структуры Жолдаскали (рис.5.3.2).

Таблица 5.3.1. Координаты проектных скважин

№ скв	WGS 84	
	В	Л
DP-1	46.24.18.1	53.99.32.67
DP-2	46.23.37.1	54.00.15.0
DP-3	46.29.14.5	54.07.30.3
DP-4	46.28.16.3	54.03.22.8
DP-5	46.19.03.8	54.01.11.7

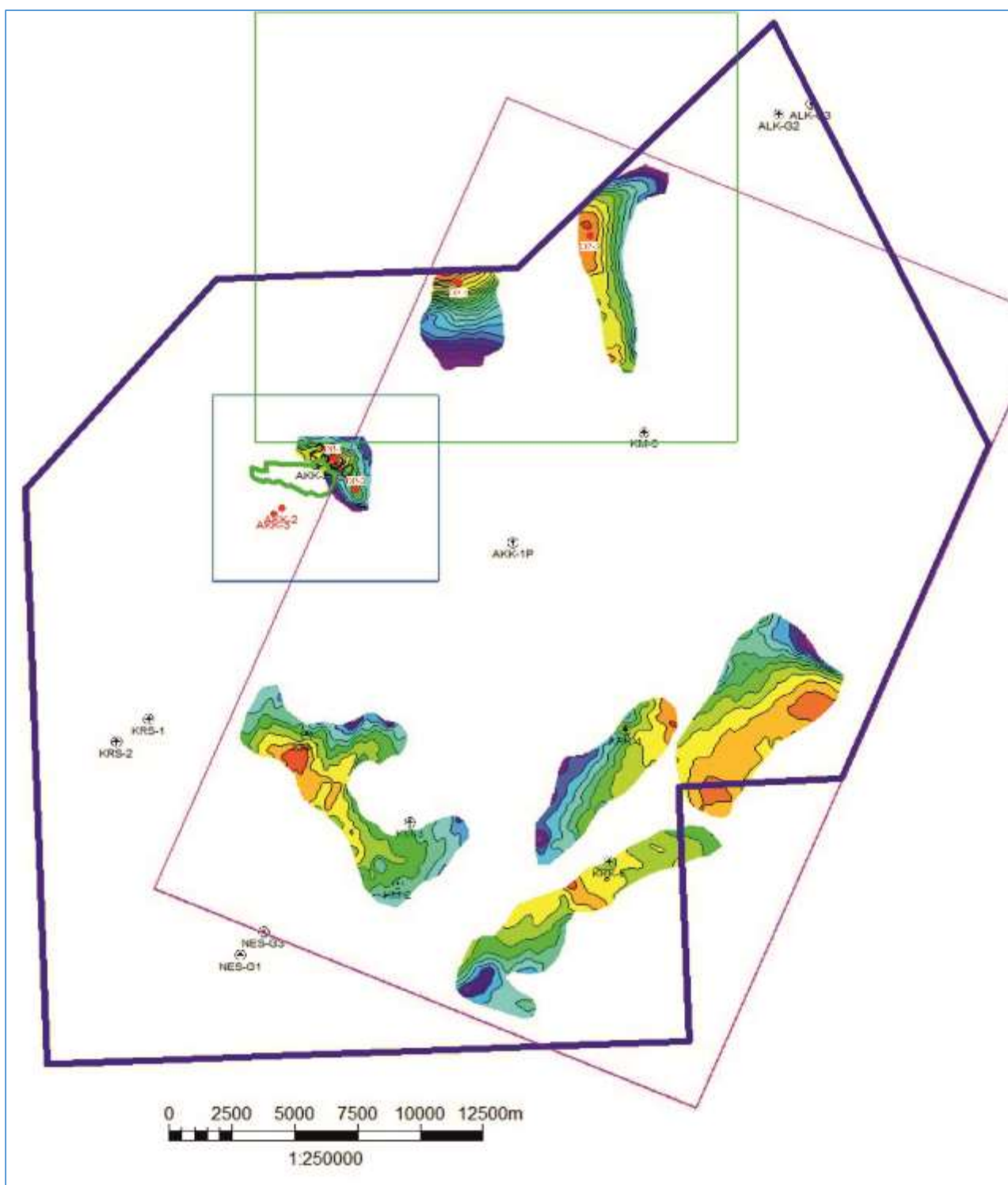


Рис.5.3.1. Схема размещения проектных скважин на трисовые отложения

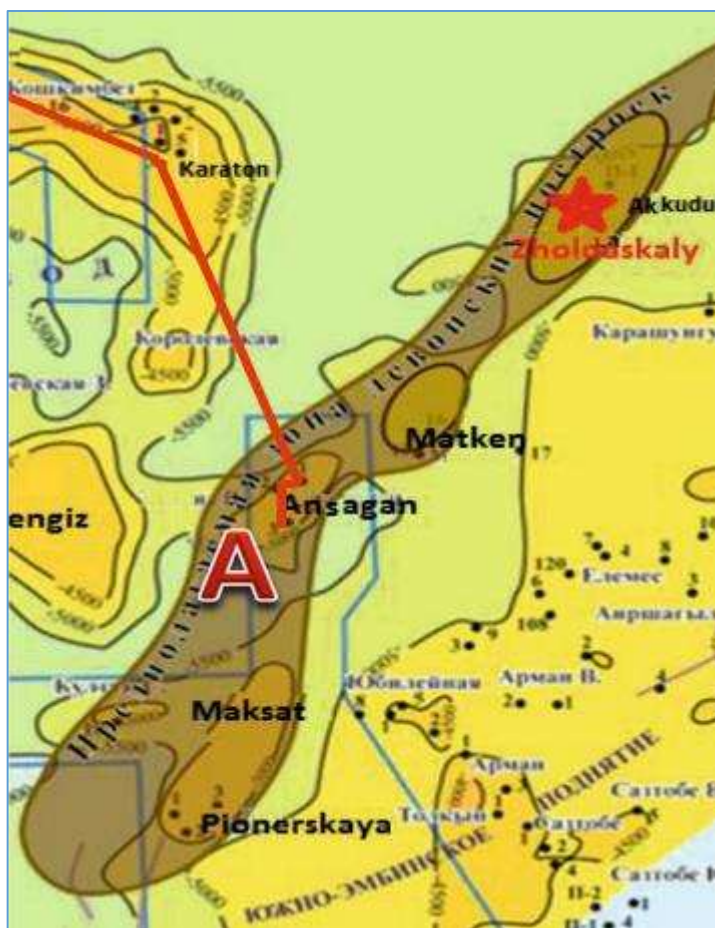


Рис.5.3.2. Схема размещения проектной скважины DP-PZ-5

5.4. Геологические условия проводки скважин

Из опыта бурения скважин, ранее пробуренных на контрактной территории и сопредельных площадях (Тенгиз, Аккудук, Биикжал и др.), можно сделать вывод, что геологические условия их проводки характеризуются различной сложностью.

В процессе бурения проектируемых на контрактной территории скважин ожидаются следующие осложнения:

- при проходке палеоген-четвертичных отложений возможны поглощения бурового раствора и обвалы стенок скважины, размывы забоев.
- при проходке юрско-меловых отложений возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора.
- при проходке триасовых и верхнепермских отложений, возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора, а также образование глинистых корок против проницаемых пород, нефтегазопроявления

- при проходке нижнепермских отложений образуются каверны за счет размыва соли, прихваты из-за текучести соли, газопроявления.
- при проходке каменноугольных отложений возможны осыпи, обвалы, кавернообразование, прихват инструмента, фонтанирование газа.

Геологические условия проводки скважин **DP-1,2,3,4** приведены в таблицах 5.4.1 и 5.4.2. Геологические условия проводки скважины **DP-PZ-5** приведены в таблице 5.4.3.

Таблица 5.4.1

Геологические условия проводки скважин DP-1,2

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые	
	от	до	толщина			по твердости	по абразивности	давления, атм	температуры, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	225	225	N-P	Мергели, глины	II	II	2,5	40
2	225	610	385	K _{2s}	Мел, мергель, песок, глина	II	II	6,4	55
3	610	1001	391	K _{1al}	Глина, песок	II	II	10,3	70
					Песчаник, алевролит	III	III		
4	1001	1098	97	K _{1a}	Песок	III	III	12,0	70
					Глина	III	II		
5	1098	1546	448	K _{1ne}	Песок	III	III	17,4	70
					Глина	III	II		
6	1546	2292	746	J	Глина	III	II	20,1	70
					Песок	III	III		
7	2292	2688	396	T	Конгломерат	III	II	31,4	70
					Мергель	IV	IV		
					Песок	III	IV		
					Глина	IV	IV		
					Алевролит	IV	IV		
8	2688	2750	62	P _{1k}	Ангидрит	IV	III	33,0	70

Таблица 5.4.2

Геологические условия проводки скважины DP-3,4

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые	
	от	до	толщина			по твердости	по абразивности	давления, атм	температуры, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	225	225	N-P	Мергели, глины	II	II	2,5	40
2	225	610	385	K _{2s}	Мел, мергель, песок, глина	II	II	6,4	55
3	610	1001	391	K _{1al}	Глина, песок	II	II	10,3	70
					Песчаник, алевролит	III	III		
4	1001	1098	97	K _{1a}	Песок	III	III	12,0	70
					Глина	III	II		
5	1098	1400	302	K _{1ne}	Песок	III	III	17,4	70
					Глина	III	II		
6	1400	1900	500	J	Глина	III	II	20,1	70
					Песок	III	III		
7	1900	2200	300	T	Конгломерат	III	II	24,0	70
					Мергель	IV	IV		
					Песок	III	IV		
					Глина	IV	IV		
					Алевролит	IV	IV		
8	2200	2250	50	P _{1k}	Ангидрит	IV	III	31,0	70

Таблица 5.4.3

Геологические условия проводки скважины DP-PZ-5

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые	
	от	до	толщина			по твердости	по абразивности	давления, атм	температуры, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	225	225	N-P	Мергели, глины	II	II	2,5	40
2	225	610	385	K ₂ S	Мел, мергель, песок, глина	II	II	6,4	55
3	610	1001	391	K ₁ al	Глина, песок	II	II	10,3	70
					Песчаник, алевролит	III	III		
4	1001	1098	97	K ₁ a	Песок	III	III	12,0	70
					Глина	III	II		
5	1098	1350	252	K ₁ ne	Песок	III	III	17,4	70
					Глина	III	II		
6	1350	1880	530	J	Глина	III	II	24	70
					Песок	III	III		
7	1880	4000	2120	T	Конгломерат	III	II	40	80
					Мергель	IV	IV		
					Песок	III	IV		
					Глина	IV	IV		
					Алевролит	IV	IV		
8	4000	5900	1900	P ₁ k	Ангидрит	IV	III	65	85
9	5900	6500	600	P ₁ -C ₂	Карбонатные породы	V	V	91	120
10	6500	7500	1000	C ₁ -Д	Карбонатные породы	V	V	100	130

Таблица 5.4.4

Ожидаемые осложнения при бурении скважин DP-1,2

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	225-610	K ₂	Осыпи и обвалы стенок скважины	Неустойчивые породы
2	1546-2688	J- T	Нефтегазопроявления	При превышении пластового давления на 5% над забойным
3	610-2688	K ₁ - J - T	Кавернообразование	Набухание глинистых частиц под воздействием фильтрата бурового раствора. Или образование толстых глинистых корок против проницаемых пород
4	2688-2750	P _{1к}	Текущность пород	Несоответствие параметров бурового раствора При плотности ниже 1400кг/м ³ происходит сужение ствола скважины за счет склонности соли к текучести

Таблица 5.4.5

Ожидаемые осложнения при бурении скважин DP-3,4

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	225-610	K ₂	Осыпи и обвалы стенок скважины	Неустойчивые породы
2	1400-2200	J- T	Нефтегазопроявления	При превышении пластового давления на 5% над забойным
3	610-2200	K ₁ - J - T	Кавернообразование	Набухание глинистых частиц под воздействием фильтрата бурового раствора. Или образование толстых глинистых

				корок против проницаемых пород
4	2200-2250	P _{1к}	Текучесть пород	Несоответствие параметров бурового раствора При плотности ниже 1400кг/м ³ происходит сужение ствола скважины за счет склонности соли к текучести

Таблица 5.4.6

Ожидаемые осложнения при бурении скважины DP-PZ-5

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	225-610	K ₂	Осыпи и обвалы стенок скважины	Неустойчивые породы
2	5900-7500	С-Д	Нефтегазопроявления	При превышении пластового давления на 5% над забойным
3	610-4000	K ₁ - J - T	Кавернообразование	Набухание глинистых частиц под воздействием фильтрата бурового раствора. Или образование толстых глинистых корок против проницаемых пород
4	4000-5900	P _{1к}	Текучесть пород	Несоответствие параметров бурового раствора При плотности ниже 1400кг/м ³ происходит сужение ствола скважины за счет склонности соли к текучести

5.5. Характеристика промывочной жидкости

При разработке программы по буровым растворам, необходимо учесть, как проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- поглощения бурового раствора (в том числе в продуктивных пластах);
- прихватоопасность и сальникообразование;
- осыпи стенок скважины;
- нефтеводопроявления (с присутствием углекислого газа в нефти);

использование минерализованной воды при приготовлении и обработке бурового раствора.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов рекомендуется производить с использованием полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы (либо ее полное отсутствие);
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми, не засоряющими пласт (биополимеры);
- в качестве утяжелителя бурового раствора использовать кислоторастворимые карбонат кальция;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, рекомендуется использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Учитывая требования, предъявляемые к буровому раствору при вскрытии продуктивных пластов, рекомендуется использование полимерной системы.

Для регулирования фильтрации, реологических и статических характеристик бурового раствора использовать биоразлагаемые реагенты.

Для нейтрализации (поглощения) углекислого газа рекомендуется вводить реагенты-поглотители.

Таблица 5.5.1
Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин DP-1,2,3,4

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов
		Плотность, г/см ³	Вязкость, сек	СНС, дПа, 1мин	Водоотдача, см ³ /30мин	pH	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-30	Тех. вода	1,04-1,08	-	-		8-9	
30-250	Ингибирующий полимеркалийевый	1,12-1,14	45-55	14-16	6-8	8-9	
250-1000		1,18-1,20	45-55	14-16	6-8	8-9	
1000-2750		1,22-1,33	40-50	15-20	5-6	8	

Таблица 5.5.2.- Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважины DP-PZ-5

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см ³	Усл. вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, г/л	Пластическая Вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига.	Примечания
						10 сек	10 мин		Коллоидной (активной) части	Песка	Всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Полимерный раствор	20	610	1,05-1,2	55-60	8-10	10-15	10-18	1,5	Полимерные недиспер- гирующие	<2	≤3	8	<3	10-15	12-15	
Ингибированный полимеркалиевый раствор	610	1900	1,14-1,56	65-70	6-7	20-40	26-30	1,0	Полимерные недиспер- гирующие	<1,5	≤1,5	8-9	<15	12-16	16-20	
Ингибированный полимеркалиевый утяжеленный раствор	1900	4000	1,88-2,34	65-70	6-7	35-40	50-60	1,0	Полимерные недиспер- гирующие	<1,5	≤1,5	8-9	<10	12-16	16-20	
Ингибированный полимеркалиевый утяжеленный раствор	4000	5900	1,68-2,1	50-60	5-6	35-40	50-60	0,5	Полимерные недиспер- гирующие	<1	≤1	8-9	<10	12-16	16-20	
Ингибированный полимеркалиевый утяжеленный раствор	5900	7500	1,68-2,1	50-60	5-6	30-35	40-80	0,5	Полимерные недиспер- гирующие	<1	≤1	8-9	<10	12-16	16-20	

5.6.Обоснование типовой конструкции скважин

В соответствии с предполагаемым геологическим разрезом, а также с учетом опыта проводки на площади Аккудук скважины АКК-20 проектом предусматривается следующая конструкция проектируемой скважины, глубиной 2750м и 2250м (таблица 5.6.1, 5.6.2).

Твердость пород, определенная по методу, разработанному Л.А. Шрейдером ожидается в юрских отложениях -III, в триасовых – III-IV(от мягких до средних). По абразивности юрские - II-III и триасовые отложения - IV.

По данным ранее пробуренных скважин прогнозируемое пластовое давление составит: в юрских отложениях до 20,1 МПа, в триасе -до 31,4 МПа. Прогнозируемая температура пласта в юрских и триасовых отложениях 70 С⁰.

Предполагаемые углы падения пластов в юрских и триасовых отложениях до 8⁰. При проводке скважины, глубиной 2750м могут быть следующие осложнения:

- в интервале 250-620 м возможны осыпи, обвалы, прихваты;
- в интервале 1565-2700 м – возможны нефтегазоводопоявления с пластовыми давлениями, превышающими гидростатические на 5%;
- в интервале 620-2700 м – возможно кавернообразование;
- в интервале 2700-2750 м – текучесть пород при снижении плотности бурового раствора ниже 1400кг/м³.

Таблица 5.6.1

Сводные данные по типовой конструкции скважины DP-1,2 , глубиной 2750м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора за колонной, м
1	2	3	4	5	6
1	Направление	426	Д	30	30
2	Кондуктор	324	Д	250	250
3	Промежуточная колонна	244,5	Д	1000	1000
4	Эксплуатационная колонна	168,3	Д	2750	2750

Таблица 5.6.2

Сводные данные по типовой конструкции скважин DP-3,4 , глубиной 2250м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора за колонной, м
1	2	3	4	5	6
1	Направление	426	Д	30	30

2	Кондуктор	324	Д	250	250
3	Промежуточная колонна	244,5	Д	1000	1000
4	Эксплуатационная колонна	168,3	Д	2250	2250

Конструкция скважины **DP-PZ-5, глубиной 7500м** должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования.

В соответствии с предполагаемым геологическим разрезом и учетом возможных осложнений и большой глубиной скважины, проектом предусматривается применение многоколонной конструкции, включающей обсадные колонны диаметрами-762х473х339,7х245х177,8х152,0:

- Направление- Ø762 мм спускается на глубину 20 м с целью предохранения устья скважины от размыва и цементируется до устья;
- Кондуктор Ø 473 мм спускается на глубину 610 м перекрытия альб-сеноманских водоносных горизонтов и для установки противовыбросового оборудования. ВПЦ – до устья. Установка превентора;
- I-техническая колонна Ø 339,7 мм спускается на глубину 1900м. Перекрытие меловых и юрских отложений. Установка превентора;
- II-техническая колонна Ø 245 мм спускается на глубину 4000 м. Перекрытие нефтегазоводоносных триасовых и верхнепермских отложений. Установка превентора;
- Потайная колонна (хвостовик) Ø 177,8 мм предназначена для перекрытия соленосных осадков кунгурского яруса;
- Эксплуатационная колонна Ø 152,0 мм спускается на глубину 7500 м с целью обсаживания продуктивного пласта.

Таблица 5.6.3

Сводные данные по типовой конструкции скважин DP-PZ-5, глубиной 7500м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора за колонной, м
1	2	3	4	5	6
1	Направление	762	Д	20	20
2	Кондуктор	473	Д	610	610
3	I-техническая колонна	340	Д	1900	1900
	II-техническая колонна	245	Д	4000	4000
	Хвостовик	177,8	Д	5900	5900
4	Эксплуатационная колонна	152	Д	7500	7500

5.7. Оборудование устья скважин

Противовыбросовое оборудование должно обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки, обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементирующим агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему, отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Типы противовыбросового оборудования (ПВО), устанавливаемого на устье скважин приведены в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1

Оборудование устья скважин DP-1,2 , глубиной 2750м

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
ОКК2-21-168x245x324 ОП 32-350x21 ПУГ-350x21 ППГ-350-21	21	7,5	1 1 1 1	Кондуктор, 324
ОП 43-230x21 ПУГ-230x21 ППГ-230-21сдвоенный	21	12,5	1 1 комплект	Промежуточная, колонна 245
АФК1-65x21	21	12,5	1	Эксплуатационная колонна, 168,3

Таблица 5.7.2

Оборудование устья скважин DP-3,4 , глубиной 2250м

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
ОКК2-21-168x245x324 ОП 32-350x21 ПУГ-350x21 ППГ-350-21	21	7,5	1 1 1 1	Кондуктор, 324
ОП 43-230x21 ПУГ-230x21 ППГ-230-21сдвоенный	21	12,5	1 1 комплект	Промежуточная, колонна 245
АФК1-65x21	21	12,5	1	Эксплуатационная колонна, 168,3

Таблица 5.7.2

Оборудование устья скважины ДР-5 , глубиной 7500м

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, кгс/см ²	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	4	5
ПУГ-500х350 2ППГ-500х-350	350	1 2	Кондуктор, 473
ПУГ-500х350 2ППГ-500х-350	350	1 2	I-техническая колонна 340
ПУГ-350х700 2ППГ-350х-700	700	1 2	II-техническая колонна 245
ПУГ-500х1000 2ППГ-500х-1000	1000	1 2	Хвостовик 177,8
ОКК3-178х245х340х473- 1050 АФК6 –80/65х1050	1050	1	Эксплуатационная колонна, 152

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

5.8.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Во всех поисковых скважинах планируется отбор керна. Его объем, и интервалы определяются исходя из степени изученности разреза на данной площади. Отбор образцов керна предусмотрен для изучения литологии, стратиграфии и фациальных особенностей разреза, уточнения структурных построений и получения предварительной информации о фильтрационных и экранирующих свойствах извлеченных пород.

В рекомендуемых скважинах отбор керна планируется проводить в основном в интервалах залегания продуктивных горизонтов (таблица 5.8.1.1). При таком объеме можно будет получить полноценные данные по продуктивным горизонтам. Эти величины ориентировочные и могут быть изменены по данным газокаротажных исследований и результатам отбора шлама.

Отбор керна предусмотрено производить с помощью керноотборочных снарядов фирмы «SMITH», весьма положительно зарекомендовавших себя при бурении на ряде площадей, характеризующихся аналогичным геологическим строением. Вынос керна планируется не менее 100% от каждого интервала долбления.

Все образцы, отобранные из перспективных интервалов, должны быть кратко описаны, уложены в керновые ящики и по концам интервалов снабжены этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины, номер образца, интервал и дата отбора.

В таблице даны ориентировочные интервалы отбора. После подъема керна необходимо произвести его макроописание. Особое внимание следует обращать на наличие признаков нефтеносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения).

Таблица 5.8.1.1

Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скважинах DP-1,2,3,4, DP-PZ-5 глубиной 2750м, 2250м, 7500м.

Скважина	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений
	1	2	3
DP-1,2	2350-2359	9	Т
	2660-2678	18	
DP-3,4	1650-1668	18	Т
	1700-1718	18	Т
DP-PZ-5	5900-5909	9	С-Д
	6500-6518	18	С-Д
	6600-6618	18	С-Д

Примечание: 1. Точка отбора керна будет выбрана, основываясь на следующих критериях: признаки углеводородов в шламе, повышение показаний газа, увеличение скорости проходки. Требуется обеспечить максимальный процент выноса керна (не менее 90%). Интервалы отбора керна могут быть продолжены при появлении признаков УВ до их исчезновения. Интервалы будут корректироваться в процессе бурения геологической службой Заказчика.

В процессе бурения скважин проектные интервалы отбора керна должны уточняться геологической службой недропользователя в зависимости от различных факторов. Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Дальнейшее углубление скважины следует продолжать со сплошным отбором керна до полного исчезновения этих признаков. В процессе бурения необходимо вести постоянное наблюдение за нефтегазопрооявлениями, появлением пленок нефти или пузырьков газа в выходящем потоке глинистого раствора. Во всех случаях нефтегазопрооявлений производить отбор проб нефти и газа на лабораторные анализы. В случае нефтегазопрооявлений предполагается отбор грунтов со стенок скважины. Глубина и число отбора устанавливается геологической службой Компании. Интервалы отбора шлама: отбор шлама через каждые 5м по всему разрезу бурения. В перспективной части разреза отбор шлама проводится через каждые 2м, при проявлении прямых признаков УВ отбор шлама проводится через каждый 1м, до полного исчезновения признаков УВ.

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

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

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

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

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

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

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

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

Принимая во внимание затруднения с выделением коллекторов и определением характера насыщения, при достижении продуктивной толщи в комплекс следует включить опробователь пластов на кабеле компаний Baker Hughes (RCI) или Schlumberger (MDT), позволяющий отбирать пробы пластовых флюидов, определять коллекторские свойства пластов, производить точные замеры пластового давления.

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

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

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

Объемы геофизических исследований показаны в таблице 5.8.2.2.

Таблица 5.8.2.1

Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах

Проектный комплекс	Методы ГИС
1	2
Общие исследования (по всему разрезу скважин) Масштаб 1:500	ПС (SP), БК (DLL), ГК (GR), ННК (CNL), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT)
Детальные исследования (в перспективной части разреза) Масштаб 1:200	ПС (SP), индукционный широкополосной многозондовый каротаж ВИКИЗ (HDIL/AIT) /БК (DLL), МБК (MLL), ГК (GR), ННК (CNL), КВ (CALI), АК (DT или DSI), литоплотностной каротаж ГТК-П+Рс (ZDEN)
Определение положения флюидных контактов, коллекторских свойств пластов, отбор проб пластовых флюидов.	RCI/MDT
При низком выносе керна	Отбор керна из стенок скважины приборами на кабеле
При испытаниях в колонне: - уточнение выбора объекта и привязка к разрезу - контроль притока	ЛМ (CCL), ГК (GR), ИНК (PNL), ТМ (TEMP) ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходометрия, влагометрия, барометрия, резистивиметрия
Техническое состояние скважины	ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)

Примечание: ** ИК/БК – рекомендуется на выбор. В скобках даны мнемоники методов (приборов) западных компаний.

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

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

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

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

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

Таблица 5.8.2.2.

Объемы геофизических исследований в скважинах DP-1,2,3,4 и DP-PZ-5

Вид исследований	Масштаб	Интервал записи, м			Кол-во скв.	Общий объем
		DP-1,2	DP-3,4	DP-PZ-5		
1	2	3	4	5	6	7
Под кондуктор: КС, БК, ПС, ГК, ННК, КВ, термометрия	1:500	0-250	0-250	0-600	5	1600
АКЦ (CDL) под кондуктор	1:500	0-250	0-250	0-600	5	1600
Под техническую колонну: КС, БК, ПС, ННК, КВ, термометрия, инклинометрия	1:500	250-1000	250-1000	600-4000	5	6400
АКЦ (CDL) под техническую колонну	1:500	250-1000	250-1000	600-4000	5	6400
По достижении проектного забоя: КС, БК, МБК, ВИКИЗ, МКЗ, ПС, ГК, ННК, КВ, ГГК-П	1:500 1:200	1000-2750	1000-2250	4000-7500	5	9500
АКЦ (CDL) под эксплуатационную колонну	1:500	0-2750	0-2250	0-7500	5	17500
Пластоиспытатель на кабеле (МДТ) или на трубах в перспективных интервалах					по необходимости	

5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин

Основной целью бурения проектируемой поисковой скважины является изучение перспектив нефтегазоносности и открытие залежей нефти и газа в отложениях триаса и возможно юры в пределах перспективных объектов. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия загрязнения шламом призабойной части ствола, колюматации коллекторов, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность. Параметры промывочной жидкости и технические средства очистки скважин от выбуренных пород и шлама должны быть предусмотрены в Техническом проекте на бурение поисковых скважин. Сводные данные по испытанию горизонтов в процессе бурения скважин DP-1, 2, 3 приведены в таблице 5.8.3.1. Точные интервалы испытания будут определены по результатам бурения скважин, анализа керна, данных интерпретации ГИС и т.д.

Интервалы опробования показаны в таблице 5.8.3.1.

Таблица 5.8.3.1

Испытание перспективных горизонтов в скважинах DP-1,2,3,4, DP-PZ-5				
Скважина	Интервалы испытания объектов	Геологический возраст, литология	Вид опробователя пласта	Плотность промывочной жидкости, г/см ³
DP-1,2	2350-2360 2660-2670	Т, песчаник	МИГ-146	Согласно Проекту строительства скважин
DP-3,4	1650-1660- 1700-1710	Т, песчаник		
DP-PZ-5	5900-5920 6500-6520 6600-6620	С-Д, карбонаты		

Примечание: Интервалы проведения испытания (ИПТ или на кабеле) будут уточняться по результатам ГТИ.

Испытание и исследование пластов в колонне

В процессе бурения устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовой установкой. Превенторы и задвижки испытываются давлением в соответствии с ожидаемыми их техническими характеристиками.

После окончания бурения устье скважины обвязывается колонной головкой, отпрессованной в соответствии с технической характеристикой. Эксплуатационная колонна спускается до забоя.

После спуска и цементажа эксплуатационной колонны проводится испытание ее на герметичность двумя способами: опрессовкой давлением и снижением уровня.

После спуска эксплуатационной колонны предусматривается проведение испытания в скважине.

Испытание продуктивных пластов производится по схеме «снизу-вверх» с установкой разделяющих цементных мостов.

Поинтервальная оценка насыщения и продуктивности перспективных интервалов с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах позволяет значительно сократить расходы на испытание в колонне. Основываясь на материалах изучения керна, результатах ИПТ, ГИС и условий проводки, в скважине проектируется предварительно испытание в колонне выделенных объектов. После получения притока углеводородов производится отработка скважины на трех режимах (через штуцеры 6, 8, 10) для получения данных, по оперативной оценке, продуктивности.

В скважинах необходимо провести комплекс исследований, включающий:

- определение дебита флюидов на трех режимах;
- определение газового фактора;
- определение пластового, забойного, трубного и затрубного давлений;
- определение давления насыщения в пластовых условиях;
- определение проницаемости и продуктивности пластов;
- определение отдающих интервалов;
- замер температуры по стволу скважины;
- отобрать пробы флюидов для определения физико-химических свойств в пластовых и поверхностных условиях;
- отобрать пробы пластовых вод для определения типа и физико-химических свойств.

При получении притоков углеводородов, характеризующихся незначительными дебитами, необходимо проводить работы (при необходимости многократные) по интенсификации притоков методами пескоструйной перфорации и гидроразрыва пласта.

Освоение продуктивных горизонтов будет проводиться созданием депрессий на пласт за счет замены бурового раствора на воду с последующей аэризацией.

Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность производится геологической и геофизической группой на основании наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости и комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температура пласта, забойные и устьевые давления, изменение поступления флюидов при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, расчетным путем определяются коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости и абсолютно свободный дебит скважины.

Освоение скважины производится в соответствии с «Технологическими регламентами на первичное освоение разведочных скважин» и предусматривает комплекс исследований согласно «Единым правилам охраны недр при разработке нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан» (Часть 2, пункт 7, подпункт 63).

После завершения работ на исследуемом объекте скважина задавливается буровым раствором, устанавливается изоляционный мост.

Данные о планируемых испытаниях в эксплуатационной колонне приводятся в таблице 5.8.3.2.

Таблица 5.8.3.2

Предполагаемые интервалы опробования скважин в обсаженном стволе

№№ объек та	Интервал ы объектов испытани я, м	Геоло гичес кий возра ст, литол огия	Ожидаем ый вид флюида: нефть, газ, конденса т	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. м	Плотность промывоч ной жидкости, г/см ³	Метод вызова притока, количеств о режимов исследова ния	Метод интенсифика ции притока
1	2	3	4	6	7	8	9
DP- 1,2	2350- 2360 2660- 2670	T	нефть	зарядами "Gris-Gan"с плотностью 18 отверстий на 1 п.м	1,22-1,33	свабирова ние	МПД, СКО
DP- 3,4	1650- 1660- 1700- 1710	, T	нефть	зарядами "Gris-Gan"с плотностью 18 отверстий на 1 п.м	1,22-1,33	свабирова ние	МПД, СКО

DP- PZ-5	5900-5920	С-Д	усл.топл	зарядами "Gris-Gan"с плотностью 18 отверстий на 1 п.м	1,22-1,33	свабирование	МПД, СКО
	6500-6520						
	6600-6620						

Примечание: Интервалы проведения опробования будут уточняться по результатам ГТИ.

Таблица 5.8.3.3.

Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Кол-во скв. и объектов	Объект испытания	Горизонт	Дебит нефти, м³/сут	Период испытания, сутки	Плотность нефти, кг/м³	Газовый фактор м³/м³	Добыча нефти, тн.
1	2	3	4	6	7		9
1 объект	1	T	35	90	833	50,7	2 624
4 скв.- DP-1,2-по 2объекта DP -3,4/по 2 объекта	8	T	35	720	833	50,7	20 992
DP- Pz-5	3	Pz	300	270	780	300	63 180
5скважин	Всего - 11объектов	Pz +T					84 172

5.8.4.Лабораторные исследования

Образцы пород, отобранные колонковым снарядом и боковыми грунтоносами, подвергаются комплексным исследованиям, с целью стратиграфического расчленения разреза, изучения литолого-фациальных особенностей пород, определения пористости и проницаемости пород и их нефтенасыщенности. Проводится также изучение физико-химических свойств пластовых флюидов. Образцы шлама описываются на буровой. По ним контролируется литология и признаки нефтегазоносности разбуриваемых интервалов. Необходимо предусмотреть биостратиграфический и литологический анализ шлама в лаборатории.

Кроме того, необходимо предусмотреть анализ вод для определения минерализации и гидрохимического состава и содержания микрокомпонентов.

Проектом предусматривается следующий примерный комплекс исследований керна (таблица 5.8.4.1) и проб нефти, газа, воды (таблица 5.8.4.2).

Таблица 5.8.4.1.

Предполагаемый комплекс исследований образцов керна

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Кол-во образцов проб
1	Литолого-минералогический анализ (определение гранул. состава, плотности карбонатности, глинистости и др.)	образец	-
2	Определение пористости (общей и эффективной)	образец	90
3	Определение проницаемости	образец	90
4	Определение нефтегазонасыщенности	образец	90
5	Споро-пыльцевой анализ	образец	-
6	Микрофаунистический анализ	образец	150 (по шламу)
7	Петрографическое описание шлифов	шлиф	50
8	Определение удельного электрического сопротивления пород	образец	50
9	Изучение акустических свойств пород	образец	50

Примечание: Комплекс исследований образцов будет корректироваться

Таблица 5.8.4.2.

Предполагаемый объем исследований флюидов

№№ п/п	Наименование анализа	Единица измерения	Кол-во образцов, проб
1	Анализ поверхностных проб нефти	проба	3
2	Анализ глубинных проб нефти	проба	3
3	Товарный анализ нефти	проба	3
4	Анализ газа	проба	3
5	Химический анализ пластовых вод	проба	3
6	Определение микроэлементов в воде	проба	3
7	Определение цезия, рубидия, калия, натрия, радия, урана, и др. редких элементов в воде	проба	1

6. Попутные поиски

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

Гамма-каротаж проводится в скважине до обсадки ее колоннами.

В соответствии с существующими требованиями объем работ по попутным поискам на контрактном участке Аккудукский должен быть следующим:

- гамма-каротаж (со 100 % охватом запроектированного метража бурения) – 2750 м, 2250м, 7500м.

- контрольный (повторный) каротаж (с 10 % охватом от общего метража бурения) – 17500 м;

- отбор проб воды для анализа урана и радия – 1 проба.

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

При бурении поисковых скважин необходимо попутно вести поиски пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Обязательным условием является определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.)

При обработке кернового материала необходимо обратить внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, железистых и марганцевых руд, цветных и редких металлов, строительных материалов, различных видов сырья.

В соответствии с «Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и отдельных скважин, давших при опробовании воду», необходимо, в случае их ликвидации, использовать последние для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований.

7.Обработка материалов поисковых работ

В процессе проводки скважин геологической службе недропользователя необходимо проводить систематическое описание шлама, керна и специальные наблюдения за газопоказаниями, нефтегазопроявлениями и поглощением промывочной жидкости и т.д. По результатам оперативной обработки материалов ГИС и всей получаемой геолого-геофизической информации определяется порядок отбора и анализа образцов керна и пластовых флюидов, глубина спуска колонн, готовятся программы операций и исследований. Конечным результатом поисково-разведочных работ является подготовка базы данных для подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по подсчету запасов данные будут основой для составления проекта пробной эксплуатации месторождения и других проектов по освоению месторождения.

Другим не менее важным направлением обработки данных бурения является проведение оперативного анализа геолого-геофизических материалов, на основе которого следует вносить коррективы в уже согласованные планы работ и бурение очередных скважин.

Важнейшими задачами оперативного анализа являются:

- уточнение строения ловушек в юрском, триасовом и палеозойском комплексах;
- детализация разломной тектоники;
- выявление неструктурных ловушек и оценка целесообразности проведения работ в новых ловушках.

Результатом комплексной интерпретации полученных геолого-геофизических данных должна быть общая оценка перспектив нефтегазоносности контрактной территории.

8. Ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования по углеводородам

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на контрактном участке Аккудукский направлена на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями, предусмотренными Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, утвержденными МЭ РК за №200 от 22.05.2018г (далее Правила).

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС недропользователя.

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектных глубин в скважину спускается и цементируется колонна диаметром согласно конструкции проектных скважин с последующим проведением работ по перфорации и испытанию перспективных горизонтов. После испытания всех перспективных горизонтов, скважина ликвидируется как выполнившая свое назначение. Предусматривается также вариант ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны.

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса РК, ликвидация последствий недропользования производится:

- 1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных [подпунктами 2\) и 3\) пункта 4 статьи 107](#) Кодекса РК;
- 2) на участке недр (его части), который (которую) недропользователь намеревается вернуть государству в порядке, предусмотренном [статьей 114](#) Кодекса РК.

Финансирование работ, связанных с ликвидацией или консервацией объекта, осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

Согласно п. 6, 7 статьи 126, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море. Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

Право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет недропользователь.

Ликвидация последствий деятельности недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения экспертиз проектом ликвидации недропользования.

Ликвидация последствий недропользования проводится: на участке, по которому прекращено право недропользования, на участке недр, который недропользователь намеревается возвратить государству.

Обязательным является ликвидация скважин, которые подлежат ликвидации по техническим или геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектами, реализуемыми в период разведки и добычи.

Финансирование работ по ликвидации и консервации всех видов деятельности недропользования по углеводородам осуществляется за счет средств недропользователя.

Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок услугодателей, работающих на рынке услуг. Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Сметная стоимость ликвидации скважины

Организация работ по ликвидации скважин № DP-1,2,3,4 и DP-PZ-5 на контрактном участке Аккудукский, которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях, предусматривает виды работ, приведенные ниже.

Таблица 8.1

Сметная стоимость ликвидации скважины 2750м

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации скважины	тенге	1 862 224,9
2	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	142 800
3	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	тенге	67 894,9
4	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	59 500
5	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	тенге	36 646,3
6	Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель	тенге	42500
7	Экологические платежи	тенге	316 423,55
	ИТОГО	тенге	2 527 989,65

8	Прочие расходы, 6%	тенге	151 624,7
	Итого	тенге	2679 614,35

Таблица 8.2

Сметная стоимость ликвидации скважины 2250м

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации скважины	тенге	1 532 847
2	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	117600
3	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	тенге	55913,5
4	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	49000
5	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	тенге	30179
6	Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель	тенге	35000
7	Экологические платежи	тенге	260584
	ИТОГО	тенге	2081 123,5
8	Прочие расходы, 6%	тенге	124 867,4
	Итого	тенге	2 205 990, 9

Таблица 8.3

Сметная стоимость ликвидации скважины 7500м

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации скважины	тенге	10 948 910,12
2	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	840 000
3	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	тенге	399 381,9
4	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	350 000
5	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	тенге	215 566,49
6	Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель	тенге	250 000
7	Экологические платежи	тенге	1 861 315
	ИТОГО	тенге	14 865 173,23
8	Прочие расходы, 6%	тенге	891 910
	Итого	тенге	15 757 084

Затраты на рекультивацию земли

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Общая стоимость ликвидационных работ

Таблица 8.3

Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	Ликвидация скважин	тенге	
3	DP-1,2	тенге	5359228,7
5	DP-3,4	тенге	4411981,8
	DP-PZ-5		15 757 084
	Всего		25528294,5
	Комиссия по технической ликвидации (2%)	тенге	510 565,9
	Итого	тенге	26 038 860,4

Стоимость ликвидационных работ

В случае положительных результатов бурения скважин **DP-1,2** будут буриться зависимые скважины **DP-3** и **DP-4**, зависимая скважина **DP-PZ-5** будет буриться в зависимости от результатов сейсмических работ, в этом случае затраты на ликвидацию 5-ти скважин составят **26 038 860,4** тенге. В случае же отрицательных результатов бурения скважин **DP-1,3** проектные решения будут пересматриваться. Таким образом, затраты по ликвидации на

период реализации данного проекта по рассматриваемой территории составляют **26 038 860,4** тенге.

9. Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды

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

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

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

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

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

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

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

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери

человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

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

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

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

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

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

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

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются и работают в соответствии с инструкциями производителей, людьми, имеющими соответствующие полномочия и

квалификацию. Все приборы и оборудования должны быть размещены согласно международным промышленным стандартам. Сертификат соответствия технике безопасности должен быть на все оборудование, где это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обозреваемой позиции.

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

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

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

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

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

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

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

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

Количество и степень вредности отходов должна быть минимизирована. Если нет специальных приспособлений для утилизации отходов, отходы должны быть обработаны в соответствии с действующими правилами и законодательством. По завершению работ место расположения

вахтового поселка должно быть полностью очищено. Руководство по работе с отходами должно гарантировать, что риск здоровью и безопасности персонала, а также окружающей среде в целом будет минимальным.

Санитарно-бытовое обслуживание

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

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

При обслуживании и эксплуатации электрооборудования будут выполняться все мероприятия по технике безопасности в соответствии с ПУЭ и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253. Эти мероприятия в обязательном порядке включают: защитные средства, защитное отключение, пониженное напряжение, заземление.

Противопожарные мероприятия

Площадка работ будет снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

Все работы по строительству скважины проводятся в соответствии с планом мероприятий предприятия по охране труда на буровой площадке. Этот план должен быть разработан с учетом вредных факторов на месте проведения работ, объема данных работ, нужд сотрудников и мер безопасности.

Обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия.

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

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

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

- Строительно-монтажные и подготовительные работы.
- Бурение разведочных скважин.
- Испытание скважин.
- Консервация и ликвидация скважин.

Согласно Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, минимальный размер СЗЗ предусматривается размером 500 м.

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

Для проведения геологоразведочных работ на площади земельный отвод на одну скважину определяется согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

Экологическая оценка воздействия на окружающую среду

Проведению разведочных работ по оценке обнаруженной залежи должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая процедуру оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- «Экологическим Кодексом РК»;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным Кодексом РК»;
- «Кодексом о здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 г.;
- Законом «О гражданской защите»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан.

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

Площадка для буровой установки будет спланирована с учетом естественного уклона местности, типа почвенного покрова и литологического состава почво-грунтов, глубины залегания уровня

грунтовых вод. Емкости для бурового раствора и воды, емкости под дизтопливо и масло, и другое буровое оборудование будет размещаться на фундаменте из плит многократного использования.

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

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

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

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

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

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

Крепление скважины обсадными колоннами согласно проектным данным должно производиться в соответствии СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин».

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

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

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

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

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

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

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

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

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

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

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

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

- передвижные и стационарные двигатели внутреннего сгорания;
- горюче-смазочные материалы;
- технологическое оборудование;

- вещества и материалы, используемые для приготовления и кондиционирования буровых технологических жидкостей (бурового и тампонажного растворов, буферных жидкостей);
- отходы бурения;
- твердые бытовые отходы;
- пластовые флюиды, в том числе углеводородные с сероводородом (в случае нефтегазоводопрооявления).

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

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

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

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

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

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

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

Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности раствора нефтью. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать не менее 24 часов для очистки. Интенсификация притока в карбонатных коллекторах проводится путем солянокислотной обработки пласта, либо по решению Заказчика может использоваться ГРП (гидроразрыв пласта).

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

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

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

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

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

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

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

При подготовке буровой площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины. Согласно РД 39-0148052-518-86 «Временная инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ», районы подразделяются на различные зоны в зависимости от ландшафта, рельефа, растительного покрова и других географических особенностей.

При консервации или ликвидации скважины следует строго руководствоваться разработанным Заказчиком Проектом ликвидации, согласованным с теми же организациями.

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

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

Водоснабжение и водоотведение

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

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

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. Снабжение питьевой водой обслуживающего персонала, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылках блоками. Воду будут поставлять согласно договору, подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16 марта 2015 г.

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5$ м³), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2001 от 2001 г принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

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

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут

окачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

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

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Порядок контроля определяется «Методическими рекомендациями по контролю воздушной среды» (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39). Для контроля на объекте будут находиться не менее 2 переносных газоанализаторов.

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

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

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

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

Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;

- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.

- С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

- Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

- Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).

- Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.

- Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.

- Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

- Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

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

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;

- строгое соблюдение технологии;

- запрещение кормления и приманки диких животных;

- запрещение браконьерства и любых видов охоты;

- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;

- работы по восстановлению деградированных земель.

- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Охрана недр

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

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

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

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

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

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

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

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

Изменяются пластовые гидродинамические и термодинамические условия. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. При этом происходят существенные изменения в водоносных горизонтах. При бурении

нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

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

Ликвидация скважины будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г № 239. На устье скважины устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

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

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

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого.
- Использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов.
- Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
- Предотвращение техногенного опустынивания,
- Сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин.
- Предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин.
- Использование в производстве нетоксичных материалов.
- Экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения.
- Очистка и использование промышленных и хоз-бытовых стоков в повторных циклах.

10.Продолжительность проектируемых работ на площади

Недропользователем была проведена комплексная переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведочных работ 2Д и 3Д, в результате которых была выявлена перспективные структуры в триасовых и палеозойских отложениях.

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисковых скважин на контрактной территории ТОО «DP Energy» и на прилегающих площадях (Аккудук, Королевское).

Продолжительность цикла бурения и испытания скважин DP-1,2, проектной глубиной 2750м, составит 480 суток и состоит из 3-х этапов:

строительно-монтажные работы – 10 суток;

бурение и крепление скважины – 45 суток;

испытание:

- в открытом стволе – 5 суток;

- в эксплуатационной колонне – 90 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по отложениям: - триасовые отложения – 360суток (4 объекта).

Продолжительность цикла бурения и испытания скважин DP-3 и DP -4, проектной глубиной 2250м, составит 450 суток и состоит из 3-х этапов:

строительно-монтажные работы – 10 суток;

бурение и крепление скважины – 30 суток;

испытание:

- в открытом стволе – 5 суток;

- в эксплуатационной колонне – 360 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по отложениям:

- триасовые – 360 суток (4 объекта);

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины ДП-PZ-5, проектной глубиной 7500м , составит 465 суток и состоит из 3-х

этапов:

строительно-монтажные работы – 10 суток;

бурение и крепление скважины – 180 суток;

испытание:

- в открытом стволе – 5 суток;

- в эксплуатационной колонне – 270 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по отложениям:

- палеозоя-270 суток.

Календарный план бурения поисковых скважин приведен в таблице

10.1

Таблица 10.1 -Календарный план бурения проектных скважин

№ п/п	Номер скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Планируемые сроки бурения	
				начало	конец
1.	DP-1 (независимая)	2750	P1к	2022	2023
2.	DP-2(зависимая)	2750	P1к	2023	2024
3.	DP-3(независимая)	2250	P1к	2023	2024
4.	DP-4(зависимая)	2250	P1к	2023	2024
5.	DP- PZ-5 (зависимая)	7500	Д	2025	2025

Таблица 10.2-Календарный план работ на период разведки по поиску

Контр. год	Наименование работы
1	2
2022	Переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведки МОГТ 3Д общей площадью 387 км² в интеграции со скважинными данными по контрактному участку ТОО «Дипи ЭНЕРДЖИ» с целью определения перспектив нефтегазоносности и подготовки объектов под поисковое бурение. Проект разведочных работ и ОВОС к нему Проект ликвидации последствий деятельности по разведке углеводородного сырья Групповой проект на бурение скважин проектной глубиной 2250 м и ОВОС к нему Групповой проект на бурение скважин проектной глубиной 2750 м и ОВОС к нему Проект строительства буровых площадок, площадки для вахтового поселка и подъездных путей и ОВОС к нему Бурение независимой скважины ДП-1, проектной глубиной 2750 м (структура Аккудук)
2023	Дополнительная глубинная обработка до суммирования 3D сейсмоданных девонского комплекса для определения пригодных для бурения перспективных участков. В зависимости от результатов данных переобработки 3Д сейсморазведки - Проведение высокоразрешенной сейсморазведки 2Д в объеме 500 пог.км для определения оптимального местоположения для бурения скважины на подсолевые отложения. Бурение независимой скважины ДП-3, проектной глубиной 2250 м (структура Алакоз) Бурение зависимой скважины ДП-2, проектной глубиной 2750 м (структура Аккудук) в зависимости от результатов бурения скважины ДП-1. Бурение зависимой скважины ДП-4, проектной глубиной 2250 м (структура Алакоз Зап) в зависимости от результатов бурения скважин ДП-1,2,3.
2024	Индивидуальный проект на бурение зависимой скважины проектной глубиной 7500 м и ОВОС к нему в зависимости от результатов переобработки 3Д сейсморазведки и бурения независимых скважин Проект строительства буровой площадки, площадки для вахтового поселка и подъездных путей и ОВОС к нему будет составляться в зависимости от целесообразности бурения скважины ДП-PZ-5

2025	<i>Бурение зависимой скважины ДП-PZ-5, проектной глубиной 7500 м (структура Жолдаскали) в зависимости от результатов переобработки 3Д сейсморазведки и бурения скважин на контрактном участке</i>
------	---

В случае положительных результатов бурения скважины ДР-1,3, будет уточнено местоположение зависимых скважин ДР-2 и ДР-4 и будет принято решение по их бурению. В случае положительного решения зависимые скважины будут закладываться в оптимальных условиях в 2023г. и до конца разведки будет закончено бурение и испытание зависимых скважин ДР-2 и ДР-4. В зависимости от результатов переобработки 3Д сейсморазведки и положительных результатов бурения скважин на контрактном участке будет буриться скважина ДП-PZ-5, проектной глубиной 7500м.

11. Предполагаемая стоимость проектируемых работ

На основе запланированных настоящим проектом объемов работ и сроков их выполнения, предусматривающих проведение геологоразведочных работ, в данном разделе приведена оценка ожидаемых инвестиций в период проведения геологоразведочных работ на участке Аккудукский.

Объем капитальных вложений включает в себя:

- стоимость строительства проектных скважин.

В затраты и услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, включены научные и проектные работы (анализ керна и проб, анализ результатов бурения, все виды проектной документации и т.д.).

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на контрактном участке на период 2022 - 2025 г.г. представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на контрактной территории ТОО «ДиПи Энерджи» на период 2022-2025 гг.

№ п/п	Виды работ	Единица измерения	2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.		Всего за 2022-2025	
			Независимый объем	Зависимый объем	Независимый объем	Зависимый объем	Независимый объем	Зависимый объем	Независимый объем	Зависимый объем	Независимый объем	Зависимый объем
I.	Научные и проектные работы (стоимость может измениться по результатам тендера)											
1	Переобработке и переинтерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д общей площадью 387 км2 в интеграции со скважинными данными по контрактному участку ТОО «ДиПи ЭНЕРДЖИ» с целью оценки перспектив нефтегазоносности и подготовки объектов под поисковое бурение.	Тыс.тенге/ тыс. \$. США с учетом НДС	167227/ 388,9								167227/ 388,9	
2	Дополнительная глубинная обработка до суммирования 3D сейсмоданных девонского комплекса для определения пригодных для бурения перспективных участков.	Тыс.тенге/ тыс. \$. США с учетом НДС			258000 /600						258000 /600	
3	Проведение высокоразрешенной сейсморазведки 2Д в объеме 500 пог.км для определения оптимального местоположения для бурения скважины на подсолевые отложения.	Тыс.тенге/ тыс. \$. США с учетом НДС				2150000/ 5000						2150000/ 5000
4	Проект разведочных работ	Тыс.тенге/	7740/18								7740/18	

	и ОВОС к нему	тыс. \$. США										
5	Проект ликвидации последствий деятельности по разведке углеводородного сырья	Тыс.тенге/ тыс. \$. США	6450/15								6450/15	
6	Групповой проект на бурение скважин проектной глубиной 2250 м и ОВОС к нему	Тыс.тенге/ тыс. \$. США	6321/14,7								6321/ 14,7	
7	Групповой проект на бурение скважин проектной глубиной 2750 м и ОВОС к нему	Тыс.тенге/ тыс. \$. США	7955/18,5								7955/ 18,5	
8	Проект строительства буровых площадок, площадки для вахтового поселка и подъездных путей и ОВОС к нему	Тыс.тенге/ тыс. \$. США	17200/40								17200/ 40	
9	Аренда земельных участков для буровой площадок, вахтового поселка и подъездных путей	Тыс.тенге/ тыс. \$. США	4300/10								4300/10	
10	Индивидуальный проект на бурение скважины проектной глубиной 7500 м и ОВОС к нему	Тыс.тенге/ тыс. \$. США						21500/50				21500/50
11	Проект строительства буровой площадки, площадки для вахтового поселка и подъездных путей и ОВОС к нему	Тыс.тенге/ тыс. \$. США						17200/40				17200/40
12	Аренда земельных участков для буровой площадки, вахтового поселка и подъездных путей	Тыс.тенге/ тыс. \$. США						4300/ 10				4300/10
II.	Бурение скважин (включая опробование и испытание объектов, газовый каротаж, отбор керна, ГИС, ГДИС)											

1	Скважина ДП-1 - независимая, проектная глубина 2750 м (структура Аккудук)	Тыс.тенге/ тыс. \$. США	1290000/ 3000								1290000 / 3000	
2	Скважина ДП-2 - зависимая, проектная глубина 2750 м (структура Аккудук)	Тыс.тенге/ тыс. \$. США				1290000/ 3000		1290000/ 3000				2580000/ 6000
3	Скважина ДП-3 - независимая, проектная глубина 2250 м (структура Алакоз)	Тыс.тенге/ тыс. \$. США			1075000/ 2500		1075000/ 2500				2150000/ 5000	
4	Скважина ДП-4 - зависимая, проектная глубина 2250 м (структура Алакоз)	Тыс.тенге/ тыс. \$. США				1075000/ 2500		1075000/ 2500				2150000/ 5000
5	Скважина ДП-PZ-5 зависимая, проектная глубина 7500 м (структура Жолдаскали)	Тыс.тенге/ тыс. \$. США								30100000/ 70000		30100000 /70000
ИТОГО :		Тыс.тенге/ тыс. \$. США	1507193 3505,1		1333000 3100	4515000 10500	1075000 2500	24080008 5600		30100000 70000	3915193 9105,1	37023000 86100

12. Ожидаемые результаты работ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа

По перспективным триасовым объектам контрактного участка Аккудукский подсчитаны перспективные ресурсы нефти по категории С₃ (таблица 12.1.1). Для триасового комплекса подсчетные параметры взяты по аналогии с месторождением Кульсары и по данным бурения скважины АКК-20.

Перспективные ресурсы также подсчитаны и по структурам Каракез Северный, Корпеш Восточный, Каракез Западный, Каракез Южный, по которым возможно будут вестись разведочные работы в случае получения положительных результатов по структурам Аккудукская, Алакоз Западный и Алакоз.

По подсолевым отложениям С-Д структуры Жолдаскали перспективные ресурсы условного топлива по категории С₃ подсчитаны по аналогии с месторождениями Кашаган-Тенгизской карбонатной платформы.

Оценка прогнозных ресурсов УВ на площадях рассматриваемой территории выполнена объемным методом с использованием полученного в период разведки геолого-геофизического материала и данных опробования пробуренных на этих площадях скважинах.

Таблица 12.1.1

Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти и растворенного газа

Наименование структуры	Горизонт	F, тыс, м ²	h, м	m, д.ед	kn, д.ед	ρ, г/см ³	Θ	Перспективные геологические ресурсы УВС, тыс.т, С ₃	Достоверность ловушки
Аккудукская	T ₂	10750	9,3	0,11	0,80	0,830	0,75	5 477	0,3
Алакоз Западный	T ₂	3959	12,9	0,11	0,80	0,830	0,75	2 797,7	0,29
Алакоз	T ₂	4640	15	0,11	0,80	0,830	0,75	3 812,7	0,29
Каракез Северный	T ₂	4153	22,4	0,11	0,80	0,830	0,75	5 096	0,17
Корпеш Восточный	T ₂	8597	20,2	0,11	0,80	0,830	0,75	9 513	0,17
Каракез Западный	T ₂	11360	12	0,11	0,80	0,830	0,75	7467,6	0,17
Каракез Южный	T ₂	3516	7,5	0,11	0,80	0,830	0,75	1 444,5	0,23
Жолдаскали	С1-визе	50 000	150	0,07	0,8	0,800	0,55	184800	0,21
Жолдаскали	С1-Д-фамен-турне	220900	50	0,04	0,7	0,780	0,5	120611,4	0,21

Перспективные ресурсы: по триасовым отложениям – 35608,5 тыс.т; по палеозойским отложениям – 305411,4 тыс.т. Всего – 341019,9 тыс.т.

13.Основные технико-экономические показатели поисковых работ

Таблица 13.1 Основные технико-экономические показатели (ТЭП) поискового бурения на участке Аккудукский

№№ п/п	Показатели	Единица измерения
1	2	3
1	Количество проектных поисковых скважин	5 шт.
2	Проектные глубина, горизонт	2750м, 2250м, Р _{1к} ; 7500м, Д
3	Суммарный метраж, м	17 500
4	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины, 2750 м, тыс. тенге	1 290 000
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины, 2250 м, тыс. тенге	1 075 000
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины, 7500 м, тыс. тенге	30 100 000
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на площади, тыс. тенге	34 830 000
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	2022-2025
9	Ожидаемый прирост перспективных ресурсов нефти, тыс.т	341 019,9
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки, т/м,	19 486,85
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину, т/скв., тыс.м ³ /скв.	68 203 800

Таблица 13.2.

Сводная таблица планируемых объемов геологоразведочных работ на площади Аккудукский на период 2022 по 2025 гг.

Виды работ	Единица измерения	Объемы
1	2	3
Поисковое бурение	м	17500
Количество скважин	шт	5
Исследования ГИС	пог. м	17500
Отбор керна	пог. м	108
Испытания скважин	объект	11
Лабораторные исследования	образец	570
Сейсморазведка 2Д	кв.км	500
Экологические обследования	количество выездов	6
Проектные работы	проект	5

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Контрактный участок Аккудукский относится к числу перспективных территорий юго-восточного борта Прикаспийской впадины. Перспективы нефтегазоносности связываются здесь с изучением как палеозойских, так и мезозойских отложений. Непосредственно на территории контрактного участка первое бурение проводилось еще в конце позапрошлого века и увенчалось получением первого в Казахстане нефтяного фонтана на месторождении Карашунгыл.

На территории исследований проведен большой объем геолого-разведочных работ. Так, в 2004 году ТОО «Кокмай» были проведены сейсморазведочные работы 2Д с целью изучения надсолевых и подсолевых комплексов отложений. В 2006г. АО «Геостан» выполнило интерпретацию полученных новых сейсмических данных 2Д, а также переинтерпретацию старых сейсмических материалов. Были уточнены структурные построения по пяти целевым горизонтам и рекомендовано заложение поисковых скважин, было уточнено строение соляных куполов и структур в межкупольных зонах. В подсолевом комплексе пород было существенно уточнено строение рифового массива и рекомендовано местоположение поисковых скважин. Общий объем 2Д сейсморазведочных работ составил 515,7 пог. км, в том числе 355,2 полнократных пог.км.

В 2007г. с учетом результатов работ сейсморазведки 2Д на большей части территории (577,47 км²) разведочного блока проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д с целью уточнения геологического строения надсолевых и подсолевых комплексов отложений. Интерпретация этих данных выполнена в 2008 году. Выполнены построения по отражающим горизонтам П₂, П₁, III, V и VI, построены карты толщин (изопакит) в масштабе 1:50 000, уточнены стратиграфические границы целевых горизонтов и даны рекомендации на бурение поисковых скважин на надсолевой комплекс отложений.

На контрактной территории пробурено 16 разведочных скважин.

В 2020-2021 году ТОО «DP Energy» провело переинтерпретацию ранее проведенных 2Д и 3Д сейсморазведочных работ. Были выделены перспективные купола в триасовых и палеозойских отложениях в пределах контрактной территории: Аккудукский, Алакоз, Алакоз Западный, Жолдаскали, Каракыз Северный, Корпеш Восточный, Каракыз Западный, Каракыз Южный. В 2022 году запланировано проведение переобработки и переинтерпретации ранее проведенных 3Д сейсморазведочных работ в объеме 387 кв.км.

На первом этапе исследований ТОО «DP Energy» планирует изучить перспективность структур, расположенных в северной части контрактного участка: Аккудукская, Алакоз, Алакоз Западный, Жолдаскали, сначала сосредоточиться на разведке триасовых отложений в течение первых двух-трех лет проекта. Это создаст денежный поток от операционной

деятельности и значительную базу доказанных продуктивных и доказанных неосвоенных запасов для разведки последующих объектов.

Цель Проекта - изучение геологического строения, поиски залежей нефти и газа в триасовых и палеозойских отложениях. С этой целью рекомендуется проведение переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д общей площадью 387 км² в интеграции со скважинными данными по контрактному участку ТОО «ДиПи ЭНЕРДЖИ» с целью определения перспектив нефтегазоносности и подготовки объектов под поисковое бурение, бурение двух независимых и трех зависимых скважин: одной независимой скважины глубиной 2750м, одной зависимой скважины 2750м - на поднятии Аккудукское, бурение одной независимой скважины глубиной 2250м - на Алакозе, одной зависимой скважины глубиной 2250м – на Алакозе Западном и одной зависимой скважины, глубиной 7500м – на Жолдаскали, а также в зависимости от результатов переобработки и переинтерпретации ранее проведенных 3Д сейсмических исследований возможно проведение 2Д сейсморазведки 500 пог.км с целью уточнения строения надсолевых и палеозойских карбонатных отложений.

В результате планируемых работ предполагается прирастить на контрактном участке Аккудукский перспективные ресурсы : по триасовым отложениям – 35608,5 тыс.т; по палеозойским отложениям – 305411,4 тыс.т.; всего – 341019,9 тыс.т.

Список использованной литературы

а) Опубликованная

1. Куандыков Б.М. Геологическое строение Арало-Каспийского региона и сопредельных районов Прикаспийской впадины в связи с их нефтегазоносностью. – Алматы, 1999.
2. Жолтаев Г.Ж., Досмухамбетов М.Д., Исказиев К.О. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия, Астана, 2005г
3. Строение и развитие восточной и юго-восточной периферии Прикаспийской впадины/ Гушин Е.С., Жаскленов Б.Б., Николенко В.П., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е..М.: «Геоинформмарк», 1993.
4. Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины/Замаренов А.К., Шебалдина М.Г., Федоров Д.Л.,и др. – М.: Недра, 1986.
5. Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Шлыгин Д.А., Суесинов К., Азербает Н.А., Шлыгина Т.М. Эволюция позднепалеозойских карбонатных платформ юга Прикаспийской впадины. – Геодинамика и минералогия Казахстана. – Алматы: ИГН им. К.И. Сатпаева, 2000, ч. 2., с130-142.
6. Жолтаев Г.Ж., Абилхасимов Х.Б. Литолого-фациальная характеристика и перспективы нефтегазоносности каменноугольных и нижнепермских отложений юго-востока Прикаспийской синеклизы. Алма-Ата, КазНИИТИ, 1991.
7. Жолтаев Г.Ж., Абилхасимов Х.Б. Нурсултанова С.Г. и др. Изучение литологии нижнепермских и каменноугольных отложений юго-востока Прикаспийской впадины с целью выяснения роли литологического фактора контроля нефтегазоносности, разработка и внедрение в Южно-Эмбинской НГРЭ рекомендаций по дальнейшему проведению нефтепоисковых работ. Алматы, РГФ, 1988
8. Жолтаев Г.Ж., Абилхасимов Х.Б., Нурсултанова С.Г. Изучение особенностей распространения коллекторов и покрышек в подсолевых отложениях юго-востока Прикаспийской синеклизы. Алматы, РГФ, 1990.
9. Абилхасимов Х.Б. Литолого-фациальные особенности распространения коллекторов и экранов в верхнепалеозойских отложениях юго-востока Прикаспийской синеклизы. М.: 1999
10. Абилхасимов Х.Б., Нурсултанова С.Г. Литолого-фациальные особенности нефтегазоносности подсолевых отложений юго-востока Прикаспийской синеклизы // КазПТИ, Межвузовский сборник научных трудов. Алматы, 1989
11. Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Азербает Н.А., Шлыгина Т.М. Геология и нефтегазоносность палеозойских карбонатных платформ юго-восточной части Прикаспийской впадины. Промежуточный отчет за 2000 г. ф. ИГН К.И. Сатпаева
12. Нефтяная энциклопедия Казахстана, Казахойл, 1999

13. Нурсултанова С.Г. Conditions of sediment accumulation of lower Permian deposits in the articulation zone of the Pricaspian, Northern Usturt and Bozashi. //The collection of reports of the international scientific and technical conference. Almaty, 2001

14. Нурсултанова С.Г. Тектоно-седиментационная модель строения девонско-каменноугольных отложений юго-востока Прикаспийского бассейна и прилегающих районов. //Геология Казахстана, №6 2002 г.

15. Жолтаев Г.Ж., Булекбаев З.Е. Палеогеография востока и юго-востока Прикаспийской синеклизы в раннепермскую эпоху. – Нефть и газ Казахстана, №3, 1997, с.25-35

16. Жолтаев Г.Ж., Абилхасимов Х.Б. Седиментационная модель юго-востока Прикаспийской синеклизы в раннепермскую эпоху. – Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева, 2001, №3 (26) с. 105-110).

б) фондовая

19. Отчет о результатах работ по теме: « Комплексная интерпретация сейсмических данных по подсолевому комплексу южной части Прикаспийского бассейна», ТОО «Geo Energi Group», 2012г, Атырау.

20. Проект поисковых работ на нефть и газ в подсолевых отложениях на площади Кокмай, ТОО Проектный институт «OPTIMUM», 2011г.

21. Competent Person Report on the Prospective Resources of the DP Energy's License block, RK, TRACS-CONSULT LLC, 2019

22. Devonian petroleum group Akkuduk block, North Caspian basin, RK, Middle Triassic proved undeveloped oil, Middle jurassic probable oil, Upper Devonian to Upper Carboniferous Tengiz analogy Zholdaskali giant field, 3D seismic prospects for oilfield exploration and development, Richard J Hawes P Geol MSC. MBA Calgary Alberta 2021.